INFORME CONSOLIDADO DE RESPUESTAS

Primera etapa de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

Enero 2026

ÍNDICE

Introducción 3

Resumen de observaciones 4

Respuestas tipo 8

Respuesta a las observaciones de la NTSyCS: 23

Respuesta a las observaciones del Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del SEN: 225

Respuesta a las observaciones del AT IBR: 428

Introducción

El presente Informe Consolidado de Respuestas tiene por objeto responder fundadamente las observaciones recibidas en la consulta pública de la primera etapa del procedimiento de modificación normativa de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio en conformidad con lo dispuesto en el artículo 34° del DS N°11, de 31 de enero de 2017, del Ministerio de Energía. Esta Comisión recibió, en el plazo establecido al efecto, una cantidad de 1083 observaciones en la etapa de consulta pública.

Cabe señalar que, a afectos de dar respuesta a las observaciones formuladas por las personas naturales y jurídicas, se utilizan definiciones y abreviaturas contenidas en la Norma Técnicas de Seguridad y Calidad del Servicio, así como en sus Anexos Técnicos.

Se hace presente que, producto de la publicación de la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio, así como de sus nuevos Anexos Técnicos, esta Comisión realizó un trabajo de armonización de los referidos instrumentos normativos, a efectos de mantener la consistencia y coherencia de estos. La consolidación, ordenamiento y armonización de las abreviaturas y definiciones de los demás Anexos Técnicos de la NTSyCS será abordada en una etapa posterior del procedimiento normativo de modificación de dicha norma técnica.

Resumen de observaciones

Tabla 1. Resumen observaciones recibidas durante el proceso de Consulta Pública del procedimiento de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Número de observaciones			
		NTSyCS	AT IBR	AT Estudio de Análisis de Robustez	Total
1	Coordinador Eléctrico Nacional	28	73	26	127
2	Asociación de Generación Renovable A.G.	29	27	14	70
3	Consejo Minero de Chile A.G.	31	19	19	69
4	Acenor A.G.	28	17	23	68
5	Generadoras de Chile A.G.	16	24	24	64
6	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	27	17	16	60
7	AES Andes S.A.	8	40	9	57
8	Acera A.G.	3	39	5	47
9	Colbún S.A.	8	28	10	46
10	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	15	17	13	45
11	Engie Energía Chile S.A.	19	13	12	44

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Número de observaciones			
		NTSyCS	AT IBR	AT Estudio de Análisis de Robustez	Total
12	Transmisoras de Chile A.G.	9	8	25	42
13	GM Holdings S.A.	6	26	10	42
14	Enel Generación Chile S.A.	5	26	10	41
15	Tesla	0	31	0	31
16	Atlas Renewable Energy SpA	12	11	8	31
17	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	1	24	2	27
18	Tamakaya Energía SpA	6	2	17	25
19	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	15	8	1	24
20	Guacolda Energía SpA	5	0	13	18
21	Sonnedix Chile Holding SpA	4	8	6	18
22	SMA Solar Technology AG	0	15	0	15
23	Pacific Hydro Chile S.A.	0	3	9	12
24	Envision Energy Chile SpA	0	10	0	10
25	Chilquinta Transmisión S.A.	7	0	3	10

N°	Identificación de la Institución o Empresa	Número de observaciones			
		NTSyCS	AT IBR	AT Estudio de Análisis de Robustez	Total
26	Cerro Dominador CSP S.A.	1	6	2	9
27	Bioenergías Forestales SpA	5	0	2	7
28	PGSTech	0	6	0	6
29	Interchile S.A.	3	0	3	6
30	Global Power Generation Chile SpA	2	1	0	3
31	Ibereólica Ingeniería Chile SpA	1	2	0	3
32	Huawei Chile S.A.	0	3	0	3
33	Innergex Energía Renovable SpA	0	2	0	2
34	Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G.	1	0	0	1
	Total	**295**	**506**	**282**	**1083**

Respuestas tipo

Nombre respuesta	Respuesta CNE
Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR	En conformidad con lo observado por los agentes, se ajusta la redacción de las disposiciones transitorias, con el propósito de establecer un régimen adecuado que permita transitar a este nuevo estándar de exigencias mínimas para las IBR que se interconecten al SI. Este último introduce exigencias específicas para tecnologías emergentes, entre ellas los convertidores tipo GFM, cuya integración plantea desafíos regulatorios y técnicos significativos en un contexto de alta penetración de IBR.
Artículo 5-35 de la NTSyCS	Se mantiene el Artículo 5-35 de la NTSyCS.

Nombre respuesta	Respuesta CNE
Definición de IDD e IDD normativo	Los aspectos asociados a la metodología de cálculo del IDD, así como los umbrales y criterios específicos para determinar la Robustez de Tensión son abordados en el Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez del SEN. En dicho Anexo Técnico, se aclaran cuáles son los criterios y umbrales aplicables para el valor del IDD durante la aplicación de la metodología del Estudio y se define un criterio más exigente para el umbral del IDD. El IDD permite, mediante simulaciones, evaluar el aporte de las IBR a la Robustez del SEN, lo cual depende de sus lazos de control y modo de operación. Por otro lado, se hace presente que el uso de indicadores estáticos, como es el SCR o ESCR, entregan información puntual sobre una conexión específica, por lo que su alcance es limitado y no permiten evaluar la Robustez de un sistema eléctrico de manera integral.

Nombre respuesta	Respuesta CNE
Definición de Red Débil y Red Fuerte	Las definiciones incluidas en el del Artículo 1-7 de la NTSyCS, tiene por objeto establecer el concepto general de Red Débil y Red Fuerte en coherencia con el carácter descriptivo de esta sección de la norma. La caracterización técnica y la determinación de las áreas que presenten condiciones de Red Débil o Red Fuerte no forman parte de esta sección de la Norma Técnica, sino que, se realizan en el marco del Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez del SEN.
Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador	Con el propósito de otorgar mayor claridad respecto de las exigencias aplicables al parque generador, considerando las particularidades propias de cada tecnología, así como las nuevas categorías derivadas del ingreso de tecnologías emergentes, se ajustan las definiciones propuestas en el borrador de Consulta Pública y se incorporan definiciones adicionales. En consecuencia, se ajustan las disposiciones establecidas en la NTSyCS.

Nombre respuesta	Respuesta CNE
Disposiciones transitorias asociadas al Capítulo 3 de la NTSyCS	Se incluyen disposiciones transitorias con el propósito de establecer un régimen adecuado que permita a las instalaciones IBR existentes transitar hacia las nuevas exigencias de diseño estipuladas en el Capítulo 3 de la NTSyCS.
Exigencias de HVRT para IBR	Se incorpora en el Anexo Técnico IBR la exigencia de operación continua de las IBR en caso de sobretensiones, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales.
Factibilidad técnica informada por el fabricante	No se incorporan excepciones técnicas a las disposiciones establecidas en el AT IBR porque dichas exigencias definen el mínimo de desempeño de las IBR, necesarias para asegurar los estándares de calidad y seguridad de servicio, considerando escenarios de alta penetración de generación IBR y baja robustez en el SEN. Sin perjuicio de lo anterior, se deja de manifiesto que las exigencias para las instalaciones exigentes serán reguladas en las disposiciones transitorias correspondientes.

Nombre respuesta	Respuesta CNE
Fuera del alcance	Lo solicitado por el agente se encuentra fuera del alcance de la presente modificación normativa. Se deja constancia que la actual modificación normativa responde a ajustes urgentes identificados por la Comisión, orientados a resguardar la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional. Estas modificaciones fueron presentadas en la sexta sesión del Comité Consultivo y expuestas a la industria en el borrador publicado en el marco de la presente Consulta Pública. Cabe destacar que, el proceso de modificación de la NTSyCS concluirá con la revisión integral de la Norma Técnica, cuyo proyecto de modificación de norma técnica será sometido a Consulta Pública en una etapa posterior, conforme al Plan Normativo aprobado mediante la Resolución Exenta N°618 de 2023. En conformidad con lo establecido en el documento titulado "Instrucciones para el envío de observaciones al proyecto de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y nuevos Anexos Técnicos que indica", publicado en ocasión de la Consulta Pública de la presente modificación normativa, se hace presente que, respecto del proyecto de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, solo se aceptarán aquellas observaciones que digan relación a las modificaciones introducidas al documento mediante la herramienta de control de cambio.

Nombre respuesta	Respuesta CNE
Horizonte de evaluación del Estudio	De acuerdo con los ajustes y actualizaciones realizadas al Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez del SEN, se define el horizonte del Estudio en al menos cinco años realizando un análisis detallado de la Robustez del SI para los años T1, T3 y T5.

Nombre respuesta	Respuesta CNE
Modos de Operación Representativos	Se elimina el concepto de Modo de Operación Representativo con el objetivo de reducir los tiempos de simulación y el número de escenarios operativos necesarios para la realización del Estudio. En su lugar, se definen dichos escenarios, ajustando la redacción del Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez del SEN en este sentido.

Nombre respuesta	Respuesta CNE
Nuevos SSCC asociados a la Robustez del SI	La presente modificación normativa trata sobre la NTSyCS y no sobre aquella que regula la definición de nuevos SSCC. En cualquier caso, ante la necesidad de nuevos requerimientos de SSCC, o subcategorías de estos, se abordarán oportunamente en el marco de la regulación de los SSCC. Sin perjuicio de lo anterior, se ajustan artículos específicos de la Norma Técnica de Servicios Complementarios, a efectos de ampliar su alcance para considerar, eventualmente, servicios que contribuyan a propender a robustecer el sistema eléctrico.
Periodo de tiempo para la medición de la tasa de cambio de la frecuencia	Se mantiene la ventana de medición de la tasa de cambio de la frecuencia definida en el artículo 3-11 de la NTSyCS.

Nombre respuesta	Respuesta CNE
Publicación del estudio de robustez	Se incrementa el plazo a 15 días hábiles para realizar observaciones al informe preliminar del Estudio por parte de los interesados. Adicionalmente, se precisa que el Estudio deberá contener los antecedentes y bases de datos que sustentan sus resultados.
Sin propuesta de texto	En conformidad a lo establecido en el documento titulado "Instrucciones para el envío de observaciones al proyecto de modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y nuevos Anexos Técnicos que indica", de la Consulta Pública de la presente modificación normativa. Se hace presente que se rechazarán todas aquellas observaciones que no cumplan con el formato establecido en el documento señalado en el párrafo precedente; que no estén debidamente fundamentadas; o que no contengan una propuesta de texto.
Sobre el alcance del estudio de robustez	Se ajusta el Anexo Técnico con el objeto de establecer el alcance del mismo. Este Anexo establece los procedimientos, criterios, escenarios, supuestos e indicadores que deberán ser utilizados por el Coordinador para el desarrollo del Estudio, con el propósito de asegurar consistencia metodológica, transparencia y trazabilidad en los resultados. Se precisa que el Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez del SEN no tiene por objeto determinar ni cuantificar requerimientos de Servicios Complementarios a efectos de mantener un determinado nivel de robustez en el sistema.

Nombre respuesta	Respuesta CNE
Sobre el contenido del Título 5-15	Se elimina el Título 5-15 en la nueva versión de la NTSyCS. Sin embargo, se abordan en el Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez del SEN los aspectos asociados a: la metodología de cálculo del IDD y RoCoF; los umbrales; y, los criterios para determinar la robustez de tensión y de frecuencia.
Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM	Se analizaron las distintas observaciones relativas a esclarecer el entendimiento de la "respuesta inercial" presentadas por los agentes durante la consulta pública. Consecuencialmente, se ajusta el Anexo Técnico, en particular el Artículo 3-1, precisando la exigencia de sobrecorriente transitoria que deben cumplir las IBR GFM para dar cumplimiento a la exigencia de respuesta inercial establecida en el Artículo 3-5.
Sobre el software utilizado para los modelos EMT	Se acoge parcialmente lo solicitado por el Coordinador Eléctrico Nacional, a efectos de establecer un software que sea definido por el operador del sistema eléctrico para la elaboración de estudios EMT. Sin perjuicio de lo anterior, se ajusta la redacción de forma tal que, la elección del software sea considerando criterios objetivos y no excluyentes que pudieran provocar una discriminación arbitraria.
Sobre la definición de Severidad 4a	La Severidad 4a se define en el literal a), del Artículo 3-8 del Anexo Técnico de Metodología del Estudio de Análisis de Robustez del SEN. Por tanto, se elimina la definición de Severidad 4a de la NTSyCS. Asimismo, se precisa la máxima impedancia que puede ser considerada.
Sobre la no degradación de la Red Débil	Se reemplaza el principio de "no degradación" de la red como requisito de conexión para los IBR GFL, por la incorporación del *Short Circuit Ratio* ("SCR") y el *Equivalent Short Circuit Ratio* ("ESCR") como métricas para cumplir la exigencia de interconexión, y se establece un valor mínimo de estas.

Nombre respuesta	Respuesta CNE
	En particular, el valor mínimo dichas métricas se establecen con el fin de reducir el riesgo de pérdida de sincronismo del lazo de control de sincronización ("PLL") de las IBR GFL. Las IBR GFL dependen de una referencia de tensión estable en su punto de conexión al SI para su adecuada operación. En efecto, en redes eléctricas con bajos niveles de cortocircuito, pequeñas perturbaciones pueden generar variaciones significativas en la tensión, afectando la capacidad del PLL para seguir la señal de la red. Esto puede derivar en oscilaciones no deseadas, desconexiones intempestivas de las unidades o incluso inestabilidad del SI. En este contexto, y de acuerdo con la literatura técnica, incluyendo informes de CIGRE, NERC y diversas investigaciones académicas, el valor del SCR en la barra donde se conecta una instalación IBR GFL puede utilizarse como indicador del nivel de robustez de la barra, dada la conexión de una determinada IBR. De forma análoga, se establece un umbral mínimo para el ESCR para estos fines. En consecuencia, se establece normativamente un SCR mayor o igual a 3 y un ESCR mayor o igual a 1,5, en el punto de conexión al SI de las IBR GFL. Este requisito debe ser cumplido previo a su entrada en operación.
Sobre la obligatoriedad de capacidad GFM en SAE y CRCA	La exigencia relativa a los SAE y las componentes de almacenamiento de una CRCA que se conecten al SI cuenten con capacidad *Grid Forming*, constituye una decisión estratégica para resguardar la seguridad y estabilidad del SEN, en el marco de la transición energética. Esta disposición, alineada con las mejores prácticas internacionales y respaldada por estudios técnicos nacionales, asegura que los SAE o CRCA no solo aporten energía, sino también atributos críticos para la robustez del sistema, sin imponer arquitecturas de control GFM específicas. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador podrá modificar el modo de operación de las instalaciones antes mencionadas a IBR GFM o GFL, según corresponda. Lo anterior, como resultado del Estudio de Análisis de Robustez del SEN, el cual indicará el plazo en que se deberá realizar la modificación.

Nombre respuesta	Respuesta CNE
Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM	En el marco de lo observado por los agentes, en cuanto al entendimiento de "respuesta instantánea", se ajusta la redacción en el Anexo Técnico, a efectos de explicitar dicha exigencia. Se entenderá por respuesta instantánea de una IBR GFM aquella prestación inherente de la IBR a nivel de convertidor (PCS), el cual opera como fuente de tensión detrás de una impedancia, que no depende de señales medidas en el punto de conexión (POC) y se ejecuta en escala subciclo de la forma de onda de las variables eléctricas. En consecuencia, se considera instantánea una respuesta con tiempo de reacción menor a 10 ms y un tiempo de asentamiento menor a 20 ms, aplicable, entre otras, a la respuesta inercial de potencia activa, al aporte de corriente/potencia reactiva ante fallas y a la potencia asociada a saltos de fase, conforme a prácticas y guías internacionales. Por el contrario, las funciones que dependen de señales del POC y requieren coordinación a nivel de planta no se consideran instantáneas.

Nombre respuesta	Respuesta CNE
Sobre las exigencias a las IBR GFM a nivel de planta o nivel de convertidor	Para las exigencias aplicables a las IBR GFM, tanto a nivel del convertidor (PCS, por sus siglas en inglés *Power Conversion System*) como a nivel de planta o punto de conexión (POC, por sus siglas en inglés *Point of Connection*), se distinguen dos categorías de respuesta: aquellas que son inherentes o instantáneas al convertidor y aquellas que dependen de una señal medida en el POC, generalmente gestionadas mediante un PPC (*Plant Power Controller*) o un EMS (*Energy Management System*). En este contexto, se reconoce que ciertas exigencias responden a fenómenos sistémicos que no requieren una reacción inmediata, sino una acción coordinada y más lenta. En este grupo se ubican, por ejemplo, el controlador de tensión y el controlador de potencia cuando operan en Régimen Permanente. Por otro lado, existen respuestas que demandan una actuación rápida, donde la tecnología GFM se diferencia por su capacidad de entregar potencia activa (respuesta inercial) y potencia reactiva (corrientes de cortocircuito) de manera inmediata o instantánea, gracias a su modo de operación. En este conjunto también se incluye la potencia asociada al salto de fase. Para estas funciones, se establece la exigencia de un tiempo de respuesta instantáneo. Finalmente, se identifican respuestas que dependen de señales provenientes del POC, como las asociadas al POD (*Power Oscillation Damping*). En estos casos, no se requiere una reacción instantánea, pero sí que la instalación sea capaz de contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas del SEN.

Nombre respuesta	Respuesta CNE
Umbral de sobretensión en la recuperación dinámica	Se mantiene la redacción del artículo 5-34 de la NTSyCS vigente, asociada a la exigencia de los límites superiores de la curva de recuperación de tensión de las barras del sistema de transmisión. Lo anterior, pues su implementación implicaría una revisión transversal de los ajustes de los sistemas de protecciones en el SI, los umbrales de sobretensión para el plan de defensa contra contingencias, entre otros.

Respuesta a las observaciones de la NTSyCS:

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
32	Transmisoras de Chile A.G.	1-7	El presente artículo contiene diversas definiciones claves para el entendimiento de la NTSyCS. En sus literales 5. y 6. se definen los conceptos de Área de Frecuencia Coherente y Área de Tensión Coherente: *"5. Área de Frecuencia Coherente: Subsistema del SI compuesto por un conjunto de barras, localizadas dentro de un* ***área geográfica*** *continua, cuya frecuencia presentan un comportamiento dinámico similar frente a perturbaciones.* *6. Área de Tensión Coherente: Subsistema del SI compuesto por un conjunto de barras, localizadas dentro de un* ***área geográfica*** *continua, cuya tensión presenta un comportamiento dinámico similar frente a perturbaciones.*" (énfasis agregado) En la definición de ambos conceptos se hace referencia a subsistemas compuestos por un conjunto de barras dentro de un área geográfica continua, lo cual no equivale necesariamente a un área eléctrica. Esto debido a que dos zonas geográficamente cercanas no necesariamente poseen coherencia de frecuencia ni mucho menos de tensión.	Se solicita modificar los literales 5 y 6 del artículo 1-7: *"Para la aplicación de la presente NT, las siguientes definiciones tendrán el significado que a continuación se indica: (...)* *5. Área de Frecuencia Coherente: Subsistema del SI compuesto por un conjunto de barras, localizadas dentro de un área* ~~*geográfica continua*~~ ***eléctrica****, cuya frecuencia presentan un comportamiento dinámico similar frente a perturbaciones.* *6. Área de Tensión Coherente: Subsistema del SI compuesto por un conjunto de barras, localizadas dentro de un área* ~~*geográfica continua*~~ ***eléctrica****, cuya tensión presenta un comportamiento dinámico similar frente a perturbaciones."*	No se acoge	Se eliminan las definiciones de área de tensión y área de frecuencia, dado que dichas definiciones se establecen y utilizan en el marco del Anexo Técnico de Metodología del Estudio de Análisis de Robustez del SEN.
33	Transmisoras de Chile A.G.	1-7	Se indica la siguiente definición: "*72. Modo de Operación Representativo: Configuración de despacho que agrupa un conjunto de condiciones de operación similares del sistema eléctrico, considerando las unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentran en operación.*" Se propone que el criterio de agrupamiento se haga en función de un error máximo de agrupamiento. Se propone que este error máximo de agrupamiento lo establezca la CNE en esta NT.	"*72. Modo de Operación Representativo: Configuración de despacho que agrupa un conjunto de condiciones de operación similares del sistema eléctrico, considerando las unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentran en operación****, establecido en función de un error de agrupamiento****.*"	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
34	Transmisoras de Chile A.G.	1-7	Se indica la siguiente definición: "*106. Severidad 4a: Cortocircuito trifásico a tierra con impedancia de falla pequeña, ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección. La impedancia de falla deberá ser tal que, la corriente cortocircuito sea elevada, aunque ligeramente inferior a la correspondiente a una falla con impedancia cero.*" Se propone delimitar la definición de reducción de la corriente de falla mediante un porcentaje específico, establecido por el CEN [marcado como XX% en la propuesta de texto], con el fin de evitar interpretaciones ambiguas asociadas a impedancias pequeñas. Se solicita a la CNE establecer este porcentaje.	"*106. Severidad 4a: Cortocircuito trifásico a tierra con impedancia de falla pequeña, ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección. La impedancia de falla deberá ser tal que, la corriente cortocircuito sea elevada, ~~aunque ligeramente inferior a la~~* ***no inferior al XX% de la*** *correspondiente a una falla con impedancia cero.*"	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la definición de Severidad 4a".
35	Transmisoras de Chile A.G.	1-7	El presente artículo contiene diversas definiciones claves para el entendimiento de la NTSyCS. En su literal 113. se define a los sistemas de almacenamiento de energía: "*113. Sistema de Almacenamiento de Energía: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico o, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema.*" Respecto a la definición referida, se solicita indicar si esta denominación aplica a toda	Se solicita indicar si esta denominación a toda tecnología de almacenamiento de energía, o si más bien se refiere a una configuración en particular, como lo pueden ser los sistemas *standalone*.	No se acoge	La definición de Sistema de Almacenamiento de Energía es la estipulada en el literal ad) del artículo 225 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Dicha definición enmarca a los *BESS stand alone* y la componente de almacenamiento de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			tecnología de almacenamiento de energía, o si más bien se refiere a una configuración en particular, como lo pueden ser los sistemas *standalone*. Esta necesidad de aclarar el concepto de sistema de almacenamiento de energía surge de su recurrente uso para diferenciar sistemas *standalone* de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento.			
36	Transmisoras de Chile A.G.	3-9	El presente artículo contiene una figura con el rango de Estado Normal del sistema eléctrico, señalado en un gráfico PQ. Sobre esta figura, el artículo indica lo siguiente: *"a) La curva azul representa el requerimiento general para las Centrales IBR. En el caso de las Centrales IBR eólicas, corresponde a tipo 4, es decir, totalmente acoplados al sistema eléctrico mediante convertidores de potencia. b) La curva roja aplica exclusivamente a una Central IBR eólica en base a generadores eólicos tipo 3, es decir, parcialmente acoplados al sistema eléctrico mediante convertidores (también conocidos como generadores eólicos doblemente alimentados) que requieren una inyección mínima de potencia activa para operar."* Respecto a lo anterior, la figura solo muestra la curva para la tipología 3 de Centrales IBR eólicas. Se solicita definir en forma completa las tipologías de las tecnologías de unidades de generación eólica (desde tipo 1 a tipo 4). Además, se solicita indicar los valores numéricos (p.u.) de cada vértice presente en la figura.	Se solicita definir en forma completa las tipologías de las tecnologías de unidades de generación eólica (desde tipo 1 a tipo 4), e indicar los valores numéricos (p.u.) de cada vértice de la figura.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 574.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
37	Transmisoras de Chile A.G.	5-34	Al modificar la frase agregando el adjetivo de "*Simple*" en la frase "*una Contingencia **Simple** de hasta severidad 7*" queda la duda si una contingencia de severidad 6 entra en esa categoría, si entra solo cuando la contingencia de severidad 6 sea controlada sin propagarse a otras instalaciones dada la definición de contingencia simple o si simplemente la severidad 6 no se considera una contingencia simple.	Por favor, aclarar redacción.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
38	Transmisoras de Chile A.G.	5-54	El presente artículo señala los valores límite para los índices de indisponibilidad para distintos tipos de centrales. En el caso de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) son los siguientes: • HPROg: 20 horas anuales equivalentes • HFORg: 10 horas anuales equivalentes • FFORg: 4 desconexiones anuales equivalentes Respecto a este requerimiento, este se traduce en que el SAE de encontrarse disponible el 99,65% del año, lo cual sería imposible de cumplir con la tecnología disponible actualmente en el mercado, a menos que se sobreinvierta de forma importante en la duplicidad de la capacidad. De hecho, en modo ejemplificador, un sistema normal del tipo BESS que considere un esquema de mantenimiento programado eficiente y que use la tecnología *string PCS* (salida en AC BT desde el BESS), alcanza una disponibilidad asegurada anual del 98%, lo cual aún se encuentra bajo el 99,65% de disponibilidad anual que plantea el presente artículo. Otro aspecto que considerar es el dónde se medirá la indisponibilidad del SAE. Esto es relevante debido a que, si la medición se debe realizar en el punto de interconexión con el sistema, esto implica la necesidad de establecer una redundancia de 2 o incluso 3 unidades de transformación en paralelo, esto	Se solicita modificar el presente artículo para que el requerimiento de disponibilidad anual de los SAE sea coherente con las características técnicas de la tecnología actual, disminuyendo el porcentaje de disponibilidad anual para tal efecto. Asimismo, se solicita indicar el punto donde se deberá realizar la medición de indisponibilidad de la instalación SAE.	Se acoge parcialmente	En función de lo solicitado por el agente, se mantiene la exigencia definida en el artículo 5-54 de la NTSyCS únicamente para Unidades Generadoras Basadas en Convertidores.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			en virtualmente todos los IBR, lo cual no ocurre en la práctica. Es por esto que se solicita modificar el presente artículo para que el requerimiento de disponibilidad anual de los SAE sea coherente con las características técnicas de la tecnología actual. Asimismo, se solicita indicar de forma clara el punto de medición de indisponibilidad de la instalación SAE.			
39	Transmisoras de Chile A.G.	5-73	Respecto al Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN, el artículo 5-73 exige que el Índice de Desempeño Dinámico (IDD) calculado frente a una Contingencia Simple de Severidad 4a, no exceda el 90% del valor del IDD requerido. El IDD de la contingencia será calculado de acuerdo con la expresión indicada en el inciso segundo del artículo 5-75 de la presente norma. El IDD requerido, respecto al cual se calculará el cumplimiento de la exigencia, se determinaría respecto a lo señalado en el inciso cuarto de este último artículo. Conforme a lo anterior, se requiere mayor claridad respecto a si el cálculo se realizará para cada barra particular, o si se contará con un procedimiento de cálculo de IDD requerido estandarizado de acuerdo al tipo de barra, zona o severidad de contingencia, y/o un proceso de referencia en base a simulaciones	Se solicita complementar el artículo 5-75 o el Anexo Técnico de Estudio de Robustez con una metodología clara para definir el IDD esperado por barra, ya sea mediante clasificación por tipo de barra, zona o severidad de contingencia, y/o mediante un procedimiento de referencia en base a simulaciones históricas o condiciones estándar.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			históricas o condiciones estándar. Esta falta de claridad genera ambigüedad sobre los criterios de cumplimiento, por lo que se solicita entregar más información respecto al cálculo del IDD requerido, al que hace referencia el artículo 5-73 de la presente norma.			
40	Transmisoras de Chile A.G.	5-75	Respecto al Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN, el artículo 5-73 exige que el Índice de Desempeño Dinámico (IDD) calculado frente a una Contingencia Simple de Severidad 4a, no exceda el 90% del valor del IDD requerido. El IDD de la contingencia será calculado de acuerdo con la expresión indicada en el inciso segundo del artículo 5-75 de la presente norma. El IDD requerido, respecto al cual se calculará el cumplimiento de la exigencia, se determinaría respecto a lo señalado en el inciso cuarto de este último artículo. Conforme a lo anterior, se requiere mayor claridad respecto a si el cálculo se realizará para cada barra particular, o si se contará con un procedimiento de cálculo de IDD requerido estandarizado de acuerdo al tipo de barra, zona o severidad de contingencia, y/o un proceso de referencia en base a simulaciones históricas o condiciones estándar. Esta falta de claridad genera ambigüedad sobre los criterios de cumplimiento, por lo que se solicita entregar más información respecto al cálculo del IDD requerido, al que hace referencia el artículo 5-73 de la presente norma.	Se solicita complementar el artículo 5-75 o el Anexo Técnico de Estudio de Robustez con una metodología clara para definir el IDD esperado por barra, ya sea mediante clasificación por tipo de barra, zona o severidad de contingencia, y/o mediante un procedimiento de referencia en base a simulaciones históricas o condiciones estándar.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
74	AES Andes S.A.	1-7	Definición 88. “Red Débil" Esta definición resulta ambigua y laxa en el contexto de sus implicancias en el diseño, especificación y análisis de proyectos y del estado del sistema. Mas allá de que el Coordinador luego pueda fijar sus criterios, la normativa debe establecer condiciones fronteras para dar previsibilidad, transparencia y reproducibilidad de los análisis. Se recomienda que esta calificación se base en cálculos (o métricas) que sean ampliamente utilizables, fijando claramente los marcos de referencia desde una perspectiva internacional (SCR, X/R, ROCOF, dP/dV, dQ/dV, etc.).	Se propone modificar la definición 88. según la observación adjunta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de Red Débil y Red Fuerte".
75	AES Andes S.A.	1-7	Definición 106 “Severidad 4a" Esta nueva severidad representa potencialmente un nuevo estándar de desempeño y seguridad del sistema, pudiendo modificar límites de transmisión relativos a la estabilidad del sistema, ya que la misma resulta más crítica que las fallas de diseño actual. Por otra parte, se encuentra que su definición resulta ambigua ya que el valor de la impedancia de falla queda sujeta al uso e interpretación del lector. Se sugiere especificar un valor de impedancia específico o, más conveniente un umbral de tensión máximo equivalente durante la falla (v.g. Ufalla<0,05pu)	“Severidad 4a: Cortocircuito trifásico a tierra con impedancia de falla pequeña, ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección. La impedancia de falla deberá ser tal que el umbral de tensión máximo equivalente durante la falla sea 0,05pu.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la definición de Severidad 4a".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
76	AES Andes S.A.	3-6	En el diseño de unidades generadores o sistemas de almacenamiento, es posible considerar un diseño tal que impida la desconexion de la unidad completa. Por lo anterior se solicita incorporar además el requisito que exista una falla tal que deje toda la potencia fuera de servicio.	Si un Coordinado decide instalar una unidad generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, cuya potencia nominal tal que en su Punto de Conexión sea mayor que la potencia nominal de la mayor unidad generadora existente a la fecha de puesta en servicio de su proyecto y copulativamente existe una falla simple que pudiera dejar fuera de servicio el total de la potencia nominal en su punto de conexión , deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos y electromagnéticos de del sistema eléctrico que permitan evaluar los efectos de su desconexión intempestiva, considerando esta como una falla de Severidad 5. Si como resultado de los estudios se comprobara que es necesario aumentar el requerimiento de reservas para Control de Frecuencia, evaluado en los términos indicados en la NT SSCC, el Coordinador podrá limitar el despacho de esta unidad.	No se acoge	Una falla simple que pudiera dejar fuera de servicio el total de la potencia nominal de una central de generación podría resultar en una desconexión de mayor envergadura que la considerada actualmente para Estudio de Control de Frecuencia y Reservas, la cual es la salida de San Isidro II con 400 MW. Lo anterior, podría implicar la desconexión de grandes parques eólicos o solares y tendrá efectos relevantes en la determinación de las reservas de control de frecuencia, pero también en otros estudios de estabilidad que utilizan la falla de severidad 5 como parte de los análisis.
77	AES Andes S.A.	3-6	En el articulo 3-6, se indica que no se podrá degradar la fortaleza, según los estandares establecidos en el Titulo 5-15. Sin embargo este Titulo no indica las métricas especificas a ser cumplidas, sino que establece formulas para su futura cálculo. La NT debería dar métricas y parámetros límites concretos que no dependan de otros estudios, a fin de poder analizar los proyectos con tiempos acordes y sin riesgos de que los parámetros sobre los que se evalúa puedan verse afectados en iteraciones/actualizaciones de estudios de carácter más operativos.	Se propone modificar el Titulo 5-15 según lo señalado en la observación adjunta y la observación al articulo 5-74 y 5-75	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
78	AES Andes S.A.	3-9	En el caso particular de un CRCA (Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento) no queda del todo claro si debe cumplir curva PQ considerando potencia por unidad declarada total de la CRCA o solo la correspondiente de la parte de almacenamiento instalada. Es decir, en el supuesto de una central híbrida de 100MW declarados, con 100MW fotovoltaicos y 50MW de baterías, la capacidad PQ de la CRCA debe cumplir con la curva exigida en p.u. de los 100MW en todas las condiciones o, en caso de operación nocturna se podría considerar sólo la componente de almacenamiento para las exigencias (es decir, p.u. de 50MW). Por lo anterior, se propone complementar el articulo, señalando expresamente que el cumplimiento debe realizarse en base a la potencia nominal aprobada en el punto de conexión.	Artículo 3-9: “En cuanto a los Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA, el diseño deberá asegurar que éstas sean capaces de operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el Punto de Conexión al SI, en base a la potencia nominal aprobada en el punto de conexión, para tensiones dentro del rango de Estado Normal”.	Se acoge parcialmente	Se aclara la redacción del Artículo 3-9 de la NTSyCS para dar mayor claridad de la exigencia de curvas PQ diferenciadas para las componentes de generación y de SAE de las IBR. Se especifica en ambos casos el factor de potencia sobre el cual se define el límite de máxima entrega y absorción de reactivos.
79	AES Andes S.A.	5-31	Del articulo no queda claro como se validará la "estabilidad transitoria" desde el punto de vista de "interacciones de control". ¿Serán estos según análisis RMS convencionales o análisis en el dominio electromagnético?	Se propone complementar el articulo según la observación adjunta.	No se acoge	Las interacciones de control responden a un fenómeno local de ajustes en los parámetros de las IBR, por tanto, no es adecuada su mención en el Artículo 5-31 de la NTSyCS, el cual tiene un carácter general de estándar de la recuperación dinámica del SI. Con todo, se elimina su mención en el artículo en cuestión.
80	AES Andes S.A.	5-74	La NTSyCS no define los umbrales de actuación de EDAC, estos deben estudiarse periódicamente y, además, deberían surgir de un estudio de optimización técnico económico donde se consideren los costos de la reserva, costos de la energía no suministrada, montos de desbalance (con su respectiva componente probabilística), zonificación y selectividad en la operación. En este sentido, la NT debe definir umbrales técnicos frontera (v.g. ROCOF, NADIR), que no	Se propone complementar el articulo según la observación adjunta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			dependan de otros estudios o análisis de índole operativos/optimización.			
81	AES Andes S.A.	5-75	Considerando que el articulo no es claro en que dominio se debe evaluar: RMS o EMT, se sugiere aclarar a qué hace referencia el valor eficaz. Es decir, si este contempla sólo frecuencia fundamental o debe considerar las distintas componentes armónicas, así como la ventana de cálculo de tal valor RMS. Contemplando el potencial uso del mismo para análisis de las respuestas de simulaciones de origen nativo EMT, debe quedar establecido en la normal la forma concreta en la cual se determina el valor eficaz desde una señal cualquiera. A la vez, la normativa debería dejar explícitos cuales son los valores umbrales admisibles del indicador IDD definido.	Se propone complementar el articulo según la observación adjunta.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de IDD e IDD normativo".
131	Interchile S.A.	5-33	El objetivo del artículo es evitar el Apagón Total originado por una Contingencia Extrema la cual ya está definida en la norma.	"En Estado Normal, las Contingencias Extremas ~~que~~ deberán ser consideradas por el Coordinador y superadas evitando el Apagón Total del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos para el Estado de Emergencia TÍTULO 5-8 a TÍTULO 5-11, ~~serán las de Severidad 6, 7, 8 y 9,~~ admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias."	No se acoge	No se requiere realizar la modificación propuesta en la observación, en atención a que existe claridad en la redacción planteada en el artículo.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
132	Interchile S.A.	General	La norma apunta a la periodicidad de la publicación de los estudios, siendo relevante que las versiones finales de estos sean útiles en el horizonte que se evalúa, por lo que la norma debiese especificar un plazo para la versión de los estudios.	"*Articulo 6-28* *El Coordinador podrá adoptar restricciones en el ST como medida de control preventivo para garantizar la SyCS ante diferentes estados del SI, para el conjunto de Contingencias Simples definidas en el Artículo 5-32, a partir del Estudio de Restricciones en el ST que el Coordinador* *realice. Dicho estudio* ***será publicado en su versión final a más tardar el último día hábil del año***" Del mismo modo especificar plazos máximos para cada versión final de los distintos estudios	No se acoge	Esto ya es indicado en el Artículo 1-9 de la NTSyCS.
133	Interchile S.A.	TÍTULO 8-4 AUDITORÍAS TÉCNICAS	Se recomienda modifcar "TÍTULO 8-4 AUDITORÍAS TÉCNICAS" de manera de que sea consitente con el Título V Capítulo 1 del Reglamento de Coordinación y Operación. Actualmente, el Reglamento sólo se refiere a auditorías técnicas las cuales dbeen ser financiadas por el Coordinador, no obstante la NTSyCS define dos tipos de auditorías una de las cuales deben ser financiada por el Coordinado. Se solicita modificar NT de manera que sea consistente con el Reglamento.	Modificar NTSyCS en función de lo dictado por el reglamento CyO en su título V Capítulo 1.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
137	Bioenergías Forestales SpA	1-7	Con el fin de alinear el marco regulatorio con la NTSyCS, se solicita reconocer e incorporar formalmente el concepto de unidades con operación particular. Esta clasificación ya se encuentra explícitamente detallada en el Artículo 2-23 (capitulo 2) de la NTCyO, el cual define que dicha operación aplica a instalaciones de cogeneración y Autoproductores. Formalizar este concepto es un prerrequisito esencial para aplicar criterios regulatorios diferenciados y consistentes.	Unidades Generadoras Térmicas con una operación particular: Coordinados cuyas instalaciones sean Unidades Generadoras Térmicas y cumplan con cualquiera de las siguientes características: a. Correspondan a instalación de cogeneración; o, b. Sean Autoproductores.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
138	Bioenergías Forestales SpA	3-10	Dado que la Norma Técnica de Coordinación y Operación (NTCyO), en su Capítulo 2 sobre la Declaración de Costos Variables, ya establece y reconoce la existencia de "unidades con operación particular" como es el caso de los autoproductores y las centrales de cogeneración, se solicita agregar la disposición de que el CEN podrá autorizar ajustes de frecuencia diferenciados y debidamente justificados para estas instalaciones.	Sin perjuicio de lo anterior, los Coordinados que correspondan a Unidades Generadoras Térmicas con una operación particular, podrán solicitar de forma justificada al Coordinador eximirse de la obligación del cumplimiento del presente artículo.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
139	Bioenergías Forestales SpA	3-6	Se solicita incorporar criterios de flexibilidad para las instalaciones de autoproductores. Esto ya que las condiciones de operación de los autoproductores, donde la generación está intrínsecamente relacionada al consumo de sus propias instalaciones, cuentan con condiciones de operación particulares que dificultan el cumplimiento de los TDF descritos en el Artículo 5-40. Se solicita modificar el inciso I. del número c) del Artículo 3-6.	I. El TDF para fallas en las distintas instalaciones de la central deberá ser determinado por el Coordinado que la explota en el Estudio de Coordinación de Protecciones que deberá someter a la aprobación del Coordinador, pero en ningún caso podrá exceder los valores límites establecidos en el Artículo 5-40. Sin perjuicio de lo anterior, para el caso de instalaciones de autoproductores/Unidades Generadoras Térmicas con una operación particular, el Coordinador podrá autorizar TDF superiores a los establecidos en dicho Artículo, siempre y cuando el Coordinado demuestre fundadamente en el Estudio de Coordinación de Protecciones que esta condición no compromete la seguridad, estabilidad y calidad de servicio del SI.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
140	Bioenergías Forestales SpA	3-6	Se solicita incorporar criterios de flexibilidad para las instalaciones de autoproductores/ Unidades Generadoras Térmicas con una operación particular. Esto ya que las condiciones de operación de los autoproductores/Unidades Generadoras Térmicas con una operación particular, donde la generación está intrínsecamente relacionada al consumo de sus propias instalaciones, cuentan con condiciones de operación particulares que dificultan el cumplimiento de los límites inferior y superior	IV. Las protecciones de sobre y baja frecuencia de las Unidades Generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía deberán estar ajustadas respetando los tiempos de operación mínimos exigidos en el Artículo 3-10. Sin perjuicio de lo anterior, para el caso de instalaciones de autoproductores/Unidades Generadoras Térmicas con una operación particular, el Coordinador podrá autorizar ajustes en las protecciones que difieran con los	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			de frecuencia junto con los tiempos mínimos de operación descritos en el Artículo 3-10. Se solicita modificar el inciso IV. del numeral c) del Artículo 3-6.	límites de frecuencia y tiempos mínimos de operación. Para esto, el Coordinado deberá demostrar mediante un estudio técnico que dichos ajustes son necesarios para la seguridad de su proceso productivo y que su actuación no compromete la seguridad y estabilidad del SI ante contingencias.		
141	Bioenergías Forestales SpA	5-40	Se solicita considerar que existen ajustes particulares de otras funciones de protección en Centrales de Generación que deben ser reconocidos por la autoridad como ajustes de paso a isla eléctrica, por lo que, se solicita agregar al final del párrafo que el CEN podrá autorizar de manera justificada ajustes diferenciados en instalaciones donde operen "Unidades Generadoras Térmicas con una operación particular". Estas unidades de generación corresponden - según se detalla en la Norma Técnica de Coordinación y Operación en Capítulo 2: Declaración de costos Variables - a las Unidades Generadoras Térmicas que correspondan a instalaciones de generación de cogeneración o sean autoproductores.	Sumado a lo anterior, a solicitud del Coordinado y previa entrega del correspondiente estudio de verificación de coordinación de ajustes de protecciones, el Coordinador podrá aceptar tiempos de operación diferidos en instalaciones del ST, con el objetivo de no comprometer la seguridad del sistema ni la continuidad de suministro de las instalaciones donde operen Unidades Generadoras Térmicas con una operación particular.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
144	Chilquinta Transmisión S.A.	1-6	falta definición de "PMG"		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
145	Chilquinta Transmisión S.A.	1-7	- en ítem de definición de Severidad 4a se habla de "Cortocircuito trifásico a tierra con impedancia de falla pequeña,…."	Se solicita que definición de "impedancia de falla pequeña" sea mejor detallada y especifica.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la definición de Severidad 4a".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
146	Chilquinta Transmisión S.A.	3-6	ítem a: Se declara que solo que se solicitará análisis electromagnético y electromecánico previo a la PES de una unidad generadora o SAE.	En base a mantener siempre el análisis EMT, se consulta: - El coordinador dispondra algun repositorio de las bases para llevar a cabo este tipo de estudios? - Ademas, es importante saber si los estudios EMT se requerirán para algún otro tipo de proyecto o estudio que se requiere del sistema. - No se indica en ningun articulado las consecuencias de que un estudio EMT salga con malos resultados desfaborables.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
147	Chilquinta Transmisión S.A.	3-6	ítem J: Se declara que solo en una red Débil no puede ser degradar la fortaleza existente, sin embargo puede existir la posibilidad de contar con una red fuerte y al hacer ingreso degrade la fortaleza.	En las instalaciones que se interconecten en una Red Débil **o fuerte** no deberán degradar la Fortaleza existente en el Área de Tensión Coherente. Se entenderá que no degrada la Fortaleza cuando su operación no deteriora el desempeño de los estándares señalados en el TÍTULO 5-15. Lo anterior deberá ser verificado con ocasión a los estudios de interconexión señalados en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" de la presente NT.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".
148	Chilquinta Transmisión S.A.	3-23	ítem b: Indica que se solicitará análisis de EMT a los coordinados	- Se solicita aclarar a que tipo de instalaciones se realizará este requerimiento ya que para instalaciones existentes no se encuentra considerado dentro de los costos incluidos en la tarifa. - Se solicita aclarar los plazos para el desarrollo de este tipo de estudios. - Se requiere saber si para este tipo de estudios el Coordinador entregará una base de datos en para algún software.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
149	Chilquinta Transmisión S.A.	5-32	se indica "El análisis de las contingencias antes mencionadas deberá ser realizado considerando la configuración de demanda y generación en Estado Normal que, a juicio del Coordinador, represente la condición más desfavorable para el sistema o subsistema eléctrico, cuando corresponda"	se propone "El análisis de las contingencias antes mencionadas deberá ser realizado considerando la configuración de demanda y generación en Estado Normal que, a juicio del Coordinador, represente la condición más desfavorable para el sistema o subsistema eléctrico, cuando corresponda. **Sin perjuicio**	No se acoge	El artículo 5-32 de la NTSyCS no exige la emisión de un informe técnico, sino que establece parámetros de seguridad que el Coordinador debe resguardar en el ejercicio de la planificación y la operación.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				de lo anterior, los coordinados podrán hacer observaciones al emitir el informe respectivo. "		
150	Chilquinta Transmisión S.A.	5-53	En la tabla que resume los indicadores HPROg, HFORg y FFORg se diferencian las "Centrales IBR" de los "Sistemas de Almacenamiento de Energía", sin embargo, según la definición del Artículo 1-7, el concepto de IBR ya contiene a ambas tecnologías.	Incluir en una sóla fila ambas tecnologías como "Sistemas IBR" o "IBR" manteniendo los límites 20, 10 y 4 para los indicadores HPROg, HFORg y FFORg respectivamente.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
154	Global Power Generation Chile SpA	General	En virtud de los cambios regulatorios y consultas publicas activadas, relacionados con el régimen de auto despacho de los PMGDs y que sean sometidos a las instrucciones del Coordinador bajo ciertas circunstancias, vemos la necesidad de clarificar si el alcance de la norma técnica también aplica a los PMGDs, sobre todo ante el nuevo anexo técnico IBR.	Donde dice: "Dado que para satisfacer varias de estas exigencias en sistemas interconectados se requiere una adecuada coordinación de los diferentes agentes involucrados, en esta Norma Técnica se establecen exigencias particulares que deben cumplir los concesionarios de cualquier naturaleza, propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien explote, a cualquier título, centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel nacional, zonal, para polos de desarrollo y dedicados; líneas de interconexión entre sistemas interconectados; enlaces HVDC; equipos de compensación de energía; Sistemas de Almacenamiento de Energía; instalaciones que provean servicios complementarios; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumos de usuarios no sometidos a fijación de precios abastecidos directamente desde el sistema de transmisión, sujetos a la coordinación de la operación del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “Coordinador”. Lo expuesto es sin perjuicio de otra normativa que efectúe exigencias particulares a los distintos agentes antes mencionados." Reemplazar con: "Dado que para satisfacer varias de estas exigencias en sistemas interconectados se requiere una adecuada coordinación de los diferentes agentes involucrados, en esta Norma Técnica se establecen exigencias particulares que deben cumplir los concesionarios de cualquier naturaleza, propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien explote, a cualquier título, centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel nacional, zonal, para polos de desarrollo y dedicados; líneas de interconexión entre sistemas interconectados; enlaces HVDC; equipos de compensación de	No se acoge	Las disposiciones aplicables a los PMGD se encuentran establecidas en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión. Sin perjuicio de lo anterior, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y sus anexos técnicos les serán aplicables únicamente en aquellas materias que dicha normativa señale expresamente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				energía; Sistemas de Almacenamiento de Energía; instalaciones que provean servicios complementarios; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumos de usuarios no sometidos a fijación de precios abastecidos directamente desde el sistema de transmisión, sujetos a la coordinación de la operación del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "Coordinador", **con excepción de los pequeños medios de generación distribuidos**. Lo expuesto es sin perjuicio de otra normativa que efectúe exigencias particulares a los distintos agentes antes mencionados."		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
155	Global Power Generation Chile SpA	General	Para aquellas centrales IBR Eolicas que deban adaptar sus instalaciones para dar cumplimiento a este requerimiento, se propone agregar lo siguiente.	Complementar el parrafo "Los límites de potencia reactiva máxima y mínima que deben ser capaces de entregar o absorber las Centrales IBR, se definen considerando una inyección del 95% de la potencia activa nominal operando con un factor de potencia de 0,95, lo que se traduce en valores límites para la potencia reactiva de ±0,3122 pu." Con lo siguiente: "Tendran un plazo de 26 meses para aquellas plantas que requieran modificar sus instalaciones para dar cumplimiento a este articulo, o informar al Coordinador de su incapacidad de adaptar sus instalaciones."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Disposiciones transitorias asociadas al Capítulo 3 de la NTSyCS".
157	Enel Generación Chile S.A.	General	Se solicita que las modificaciones a las exigencias normativas indicadas en el Capítulo N°3 de la NTSyCS "Exigencias mínimas para diseño de instalaciones", así como aquellas contenidas en el Anexo Técnico de “Exigencias Mínimas de Instalaciones Basadas en Convertidores que se conecten al Sistema Eléctrico Nacional”, sean aplicables únicamente a instalaciones que se declaren en construcción con posterioridad a la publicación de la nueva norma técnica. Respecto de las instalaciones existentes, se propone que la aplicación de dichas exigencias se limite a aquellos casos en que el Coordinador identifique una necesidad real de soporte a la infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional, respaldada por estudios técnicos que justifiquen la aplicación de una exigencia específica, como por ejemplo los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN.	Disposición transitoria "las nuevas exigencias mínimas para el diseño de instalaciones y las exigencias mínimas de Instalaciones Basadas en Convertidores que se conecten al SEN serán aplicables únicamente a instalaciones que se declaren en construcción con posterioridad a la publicación de la nueva norma técnica en el Diario Oficial"	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Disposiciones transitorias asociadas al Capítulo 3 de la NTSyCS".
158	Enel Generación Chile S.A.	General	Adicionalmente, y conforme a lo contemplado previamente, se considera deseable que se explique el mecanismo de remuneración para la inversiones que el Coordinador pueda exigir a los Coordinados en virtud de estas nuevas exigencias. Si bien este aspecto no se	Aclarar	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			encuentra contemplado en la presente modificación de la NTSyCS, resulta necesario entregar certezas a la industria respecto de su aplicación y alcances.			
159	Enel Generación Chile S.A.	General	Se solicita que las modificaciones indicadas o previstas para el Capítulo N°5 de la Norma Técnica de Servicios y Coordinación del Sistema (NTSyCS), relativas a las exigencias en materia de estándares de seguridad y calidad de servicio, sean aplicables exclusivamente a los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) que se declaren en construcción con posterioridad a la publicación de la nueva norma técnica. Respecto de los sistemas SAE o BESS ya existentes, se propone que la aplicación de dichas exigencias se limite a aquellos casos en que el Coordinador Nacional (CEN) identifique una necesidad real de soporte a la infraestructura del sistema interconectado nacional, respaldada por estudios técnicos que justifiquen la aplicación de una exigencia específica. Asimismo, se considera necesario explicitar un mecanismo de remuneración para las inversiones que el CEN pueda exigir a los Coordinados en virtud de estas nuevas exigencias.	Disposición transitoria "las nuevas exigencias serán aplicables únicamente a instalaciones que se declaren en construcción con posterioridad a la publicación de la nueva norma técnica en el Diario Oficial"	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Disposiciones transitorias asociadas al Capítulo 3 de la NTSyCS".
160	Enel Generación Chile S.A.	5-46	Art 5-46: En el primer párrafo del artículo se hace referencia a exigencias de recuperación dinámica establecidas en el artículo 5-35 cuyo detalle fue eliminado. Se solicita precisar cuáles serán los nuevos requerimientos que se considerarán en reemplazo de los contenidos eliminados en el artículo 5-35.	Definir los nuevos requerimientos que se considerarán en reemplazo de los contenidos eliminados en el artículo 5-35.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la reincorporación del Artículo 5-35".
161	Enel Generación Chile S.A.	6-46	Art 6-46: Se solicita especificar la periodicidad con la que debe realizarse el Estudio de Robustez, o bien indicar explícitamente si	El Coordinador deberá realizar el Estudio de Requerimientos de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional conforme a lo establecido en el Anexo Técnico “Metodología para	Se acoge parcialmente	Se precisa en redacción de Artículo 6-46 que la periodicidad del Estudio de Análisis de Robustez del SEN es indicada en el respectivo Anexo Técnico de este estudio.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			dicha periodicidad se encuentra definida en el correspondiente Anexo Técnico.	Determinar Requerimientos de Robustez" de la presente NT. **La periodicidad del Estudio será definida en el correspondiente Anexo Técnico.**		
198	Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G.	General	Articulo 8-1: Las disposiciones contenidas en el Anexo Técnico no serán aplicables a las centrales de tipo PMGD. Debe ser una modificación de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD la cual incorporé las exigencias indicadas en este anexo.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
201	Tamakaya Energía SpA	1-7	En la definición 72. Modo de Operación Representativo: *"Configuración de despacho que agrupa un conjunto de condiciones de operación similares del sistema eléctrico, considerando las unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía que* ***se encuentran en operación****."* (El subrayado es nuestro) Esta definición no es consistente con lo que se define en el AT Estudio de Robustez, donde en el Artículo 3-5 del AT se señala: *"****Para cada año del horizonte de evaluación****, el Coordinador deberá identificar, sobre la base de la operación esperada, un conjunto acotado de configuraciones de despacho que represente adecuadamente la operación del SI a lo largo de un año calendario. (...)"* (El subrayado es nuestro) Al respecto, se solicita modificar la definición 72. para que sea consistente con lo descrito en el AT Estudio de Robustez.	**Modo de Operación Representativo:** Configuración de despacho que agrupa un conjunto de condiciones de operación similares del sistema eléctrico, considerando las unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentran en operación, considerando obras existentes y futuras en el año calendario analizado.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
202	Tamakaya Energía SpA	1-7	En la definición 106. Severidad 4a se describe: *"Cortocircuito trifásico a tierra con **impedancia de falla pequeña**, ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección. **La impedancia de falla deberá ser tal que, la corriente cortocircuito sea elevada, aunque ligeramente inferior a la correspondiente a una falla con impedancia cero**." (El subrayado es nuestro)* Lo anterior puede generar ambigüedades en los estudios respecto a: i) ¿A qué se refiere con impedancia de falla **pequeña**? ii) ¿Qué se considerará como una **corriente de cortocircuito elevada aunque ligeramente inferior** a la correspondiente a una falla con impedancia cero?	**Severidad 4a:** Cortocircuito trifásico a tierra con impedancia de falla entre **[Rango de impedancias]**, ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la definición de Severidad 4a".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
203	Tamakaya Energía SpA	3-6	En inciso a) se describe la siguiente exigencia de diseño: *"(…) deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos y electromagnéticos que permitan evaluar los efectos de su desconexión intempestiva (…)"* Actualmente el Coordinador tiene en etapa de desarrollo los modelos EMT. Debido a lo anterior, ¿de dónde se obtendrían los modelos EMT para realizar los estudios?. Es del caso indicar que hoy el Coordinador no dispone de los modelos EMT de la mayoría de las plantas existentes. Se debe explicitar si corresponde al Coordinador Eléctrico Nacional poner a disposición la base de datos EMT del sistema eléctrico, con el fin de que las nuevas instalaciones puedan efectuar los estudios requeridos. En caso afirmativo, y si al momento de entrar en vigencia la presente modificación normativa dicha base de datos aún no se encuentra disponible, se deberá indicar expresamente el procedimiento que deberá seguir el Coordinado para dar cumplimiento a las exigencias técnicas asociadas.	(…) deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos y electromagnéticos, cuyos supuestos serán entregados por el Coordinador, que permitan evaluar los efectos de su desconexión intempestiva (…)	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
204	Tamakaya Energía SpA	3-6	En inciso j) se describe la siguiente exigencia de diseño: "Aquellas instalaciones que se **interconecten en una Red Débil no deberán degradar la Fortaleza existente en el Área de Tensión Coherente**. Se entenderá que no degrada la Fortaleza cuando su operación **no deteriora el desempeño de los estándares señalados en el TÍTULO 5-15**. Lo anterior deberá ser **verificado con ocasión a los estudios de interconexión** señalados en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" de la presente NT." (El subrayado es nuestro) Del inciso anterior se observa que: **i. Sobre los estudios requeridos para acreditar el cumplimiento del principio de no degradación de la Fortaleza:** No se especifican con claridad los estudios técnicos que deben desarrollarse para demostrar que una nueva instalación no degrada la Fortaleza del Área de Tensión Coherente (ACT). Para poder realizar un análisis preciso se deberían realizar tanto estudios de despacho económico como simulaciones dinámicas. Los primeros son muy relevantes, ya que permiten de cierta manera modificar los Modos de Operación Representativos, para luego, en base a estos realizar los estudios dinámicos. En este contexto, los estudios de despacho pueden tener efectos indirectos en el desempeño del sistema, al modificar la operación de centrales sincrónicas. Si el modelo está correctamente configurado, el ingreso de una central IBR podría reducir la generación de una unidad sincrónica sin necesariamente afectar los índices de Fortaleza, ya que una central sincrónica operando desde plena carga, hasta su mínimo	Aquellas instalaciones **IBR** que se interconecten en una Red Débil, identificada para cualquier año del horizonte de estudio, deberán **incorporar tecnología Grid Forming**, cumpliendo los estándares señalados en el Anexo Técnico IBR. (…)	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			técnico, entrega prácticamente la misma inercia y corriente de cortocircuito. El problema real se daría cuando esta central IBR deje fuera de servicio a la unidad sincrónica por despacho económico. Por ejemplo, el ingreso de una primera y segunda central IBR, de 20 MW cada una, podría no degradar la Fortaleza de un ACT, debido a que no sale de servicio ninguna unidad sincrónica. Sin embargo, una tercera unidad sí podría generar un desplazamiento tal que una central sincrónica salga completamente de servicio, reduciendo con ello los aportes a la Fortaleza. En este caso, la tercera instalación estaría afectando al sistema en su conjunto, por lo que debiera, hacerse responsable del efecto acumulado de las dos instalaciones anteriores. Con la redacción propuesta, esta tercera central no podría ingresar al sistema, ya que degrada la Fortaleza. El punto aquí es que, dado que son efectos acumulados, tampoco serviría que esta instale con Grid Forming, ya que esto solo mejorará los últimos 20 MW que se instalan, pero al ser un efecto acumulado, podría no ser suficiente para no degradar el sistema. **ii. Sobre la definición de escenarios de estudio:** Dado lo anterior, en caso de que la NT mantenga el requerimiento del Estudio, es fundamental que los escenarios a evaluar en el marco del principio de no degradación de la Fortaleza sean claramente definidos y estandarizados. De lo contrario, existe el riesgo de que el Coordinador exija revisiones sucesivas ante cada nueva condición de operación en la que se encuentre el sistema en el momento de solicitar el estudio, lo que podría dilatar innecesariamente la entrada en operación de nuevas instalaciones. En particular, se estima que el estudio que			

Respuesta a las observaciones de la NTSyCS:

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			debiera realizarse en términos prácticos es actualizar el Estudio de Robustez con todas sus consideraciones, el cual, dado que se deben realizar un numero importante de supuesto, puede generar observaciones e iteraciones importantes de parte del Coordinador. **iii. Sobre la relación entre Fortaleza y los estándares del TÍTULO 5-15:** El inciso señala que una instalación no degrada la Fortaleza cuando no deteriora los estándares del TÍTULO 5-15. A este respecto, la Fortaleza sólo se refiere en las definiciones a Robustez de Tensión, sin embargo, dicho TÍTULO 5-15 trata sobre Robustez de Tensión y Robustez de Frecuencia. Surge entonces la duda de si ambos estándares deben ser cumplidos, y en caso afirmativo, por qué no se hace referencia a la "Robustez del sistema" en vez de "Fortaleza". **iv.Sobre el momento en que se realiza la verificación:** La verificación del principio de no degradación se establece en una etapa avanzada del proceso de conexión, es decir, al momento de realizar los estudios de interconexión. Sin embargo, en ese punto el proyecto ya ha avanzado considerablemente: se han ejecutado la ingeniería conceptual, el proceso de acceso abierto, proceso de evaluación ambiental (RCA), ingeniería de detalle, e incluso, en esta instancia ya se ha concretado la compra de equipos. En consecuencia, se considera inadecuado realizar la verificación en una etapa tan tardía, ya que esto introduce incertidumbre e incrementa el riesgo para los inversionistas. Por ello, se recomienda que esta validación se realice en una etapa más temprana del desarrollo del proyecto, permitiendo entregar una señal clara y oportuna respecto a los criterios técnicos que podrían limitar el avance del proyecto.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Por lo anterior, se sugiere modificar la exigencia, de manera de entregar claridad y certeza, en el sentido de que simplemente en una Red Débil sea una exigencia la de instalar IBR con tecnología Grid Forming. **v. Sobre la exigencia a las instalaciones.** El resultado del Estudio podría entregar que para el primer año una área es fuerte y la misma para el año siguiente débil. Por lo anterior debe quedar claro, que si una instalación se conecta el año en que la red es fuerte, pero el estudio muestra que al año siguiente será débil, entonces a dicha instalación se le debe exigir que no deteriore la Robustez en el horizonte de Estudio. Con todo, estimamos que la forma de dar certeza y no generar discriminaciones arbitrarias, y así hacerse cargo de las observaciones (i) a (v) antes detalladas, es generar una regla simple, de manera que cualquier IBR que se conecte en una red débil deba contemplar tecnología Grid Forming.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
205	Tamakaya Energía SpA	5-75	En este artículo se define el IDD requerido como: *"El IDD requerido, se calcula considerando las exigencias de desempeño para la recuperación de tensión del SI establecidas en el Artículo 5-34 de la presente NT, el tff será igual a 120 milisegundos desde el Tiempo de Despeje de Falla, que corresponda, representado por el área destacada en la figura a continuación:"* De la figura se observa que el IDD requerido no cumple la ecuación de IDD definida previamente en el mismo artículo, resultando un IDD requerido extremadamente alto. Esto podría significar que nunca se active esta exigencia normativa ante la nueva conexión de un proyecto IBR.	Se debe eliminar el IDD requerido como un criterio normativo o en su defecto, mejorar su definición de tal forma que logre cumplir con la ecuación de IDD definida previamente.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de IDD e IDD normativo".
206	Tamakaya Energía SpA	General	El marco regulatorio vigente para los activos de transmisión de servicio público (Nacional y Zonal), a través de sus procesos regulares (Calificación de Instalaciones, Plan de Expansión, entre otros) altera la funcionalidad o diseño original para el cual fueron concebidos ciertos activos de transmisión dedicada y, en definitiva, incorpora riesgos y vulnerabilidades hacia la operación y consumos críticos. La LGSE estableció como contrapartida a la posibilidad de intervenir instalaciones dedicadas a través de obras de expansión la obligación de no degradar el desempeño de las instalaciones intervenidas (artículo 87), el que se especifica en el artículo 95 del DS 37. Sin perjuicio de lo anterior, se ha identificado que en la NTSyCS no se cautela eficazmente el cumplimiento de la obligación de no degradación de los sistemas dedicados intervenidos por obras de los planes de expansión. El línea con esto, y dado que el mecanismo principal para establecer los criterios de diseño	Se propone incorporar una letra final nueva al artículo 2-3: “Resguardar los estándares operacionales de las instalaciones existentes pertenecientes al STN o STZ, cuya calificación como STD hubiera cambiado como resultado de su intervención por obras de expansión, a través de la programación y operación del SEN, cuando estos hayan sido debidamente informados a través de los mecanismos dispuestos para ello.“	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			de las instalaciones del SEN, y procurar que éstas cumplan con los objetivos de seguridad y calidad de servicio es la NTSyCS, se propone la siguiente observación al artículo 2-3, para incorporar una letra final nueva: "Resguardar los estándares operacionales de las instalaciones existentes pertenecientes al STN o STZ, cuya calificación como STD hubiera cambiado como resultado de su intervención por obras de expansión, a través de la programación y operación del SEN, cuando estos estándares hayan sido debidamente informados a través de los mecanismos dispuestos para ello."			
257	Engie Energía Chile S.A.	1-2	Se solicita indicar el plazo retroactivo de aplicación de los requerimientos presentes en esta actualización de la Norma. Favor hacer referencia de plazo de aplicación referenciando al COD de las plantas. Se solicita explicitar si el CEN considera excepciones o limitaciones técnicas válidas a presentar por los Coordinados en caso de que exista algún BESS que tenga altas restricciones técnicas / financieras / contractuales por las cuales algún inversor GFL no pueda transformarse a inversor GFM o pueda no cumplir con algún requerimiento de prueba presente en esta actualización a la norma.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Disposiciones transitorias asociadas al Capítulo 3 de la NTSyCS".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
258	Engie Energía Chile S.A.	1-4	Se solicita incluir en la actualización a la norma la diferenciación entre inversores GFL de plantas BESS versus inversores GFL de plantas PV o eólicas. Los inversores solares y eólicos convencionales son grid-following sin capacidad de tener upgrade a funcionalidades grid-forming debido a limitaciones de hardware. Los inversores en parques solares y eólicos que tenemos actualmente están diseñados para seguir la frecuencia y tensión de la red eléctrica existente, no para crearlos o estabilizarlos por sí mismos. La transición de las plantas eólicas y solares para prestar funcionalidades grid forming requeriría de la hibridación con sistemas BESS con inversores GFM, lo que sería finalmente cumplir únicamente un requerimiento por lo dispuesto en esta regulación, pero en muchos proyectos esto no conversaría con el modelo de rentabilidad de negocio asociado.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Disposiciones transitorias asociadas al Capítulo 3 de la NTSyCS".
259	Engie Energía Chile S.A.	1-7	Respecto a la definición de severidades (numerales 102 al 111), es necesario revisar la definición de severidades, de manera que refleje posibles fallas múltiples (o propagación de fallas) en condición de red débil, en un contexto de existencia de elementos con menor tolerancia de variaciones de frecuencia y tensión. Como referencia, en EEUU, el procedimiento NERC TPL-001-5 — “Transmission System Planning Performance Requirements” define escenarios de contingencia múltiple / propagación.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Lo indicado por el observante corresponde a las definiciones de Contingencia Crítica o Contingencia Extrema. Las definiciones de las severidades responden a desconexiones intempestivas que afectan a una instalación particular y no a fallas múltiples.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
260	Engie Energía Chile S.A.	1-7	En el numeral 88, se define el concepto de Red Débil como: "Es aquel subsistema del SI que presenta una alta sensibilidad ante perturbaciones donde una pequeña variación en los flujos de potencia activa o reactiva provoca cambios significativos en la tensión o frecuencia del sistema eléctrico, lo que podría implicar el no cumplimiento de los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio". Se sugiere cambiar la redacción de la definición para hacer más explicito la caracterización de una sesión o subsistema que se presente como Red Débil.	"Se entenderá que un área del sistema se clasifica como un Red Débil cuando se observe alguna de las siguientes condiciones: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34.” c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de Red Débil y Red Fuerte".
261	Engie Energía Chile S.A.	1-7	En los numerales 97 y 99, se solicita explicitar un conjunto de métricas específicas (por ejemplo: Magnitudes límite para el cuociente de cortocircuito y/o el cuociente reactancia versus resistencia equivalente), que permitan caracterízar la definición entregada para el concepto de Robustez de Tensión o Fortaleza.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 570.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
263	Engie Energía Chile S.A.	3-6	En el literal c), numeral V, se solicita explicitar los factores para la inyección de corriente de secuencia negativa para IBR GFM durante fallos en la red. Se necesita conocer estos para ajustar la corriente de secuencia negativa a inyectar ante un desequilibrio de tensión, esto a través del modo VSG.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Las disposiciones asociadas a la inyección de corriente de secuencia negativa para las IBR GFM se encuentran establecidas en el AT IBR.
264	Engie Energía Chile S.A.	3-6	En el literal j), se indica que las instalaciones que se interconecten en una Red Débil no deberán degradar la Fortaleza existente en el Área de Tensión Coherente. Se entenderá que no degrada la Fortaleza cuando su operación no deteriora el desempeño de los estándares señalados en el TÍTULO 5-15. Lo anterior deberá ser verificado con ocasión a los estudios de interconexión señalados en el Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI”. Dado que evitar la degradación de una Red Débil es un requisito para la interconexión de generadores, los costos asociados a la adecuación de la infraestructura del sistema necesaria para que dicha conexión no debilite la red deberían de responsabilidad del generador que debilite la red. Se solicita indicar que ocurre con las instalaciones que se retiran del sistema respecto a su degradación a la fortaleza de red.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
265	Engie Energía Chile S.A.	3-11	En el literal a), se sugiere definir cómo deben operar las unidades en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz] cuando las tensiones están por fuera del rango 0,95 y 1,05 por unidad. En su defecto, si no se define y se presentan dichas condiciones, podría no cumplirse el requerimiento.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 577.
266	Engie Energía Chile S.A.	3-11	En el literal c), se que indica el requerimiento de soportar tasas de cambios de frecuencia (RoCoF) de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. La modificación es que la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 100 [ms], en lugar de 500 [ms]. El hecho de aumentar la sensibilidad de medición del RoCoF del sistema disminuyendo la ventana de tiempo de 500 [ms] a 100 [ms] aumenta el riesgo de activación de EDAC del SEN, lo que degrada la calidad de servicio. Lo anterior se debe a que, ante perturbaciones en el sistema en condición de Red Débil, las tasas instantáneas de cambio de frecuencia son altas. Si se observan las oscilografías de los Estudios de Análisis de Falla del 29 de Marzo (EAF137-2025), 3 de Abril (EAF150-2025) y 5 de Abril (EAF159-2025), se puede verificar este aspecto. Uno de los aspectos identificados por el Coordinador en dichos análisis de falla, es que los parques ERV se desconectaron súbitamente en condiciones donde no debieron haberse desconectado. Si se reduce la ventana de tiempo de 500 [ms] a 100 [ms], los parques ERV podrán desconectarse, por diseño, ante fallas de similar naturaleza. Debido a lo anterior se sugiere mantener la	c) Soportar cambios de frecuencia de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. Para ello, la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 500 [ms].	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Periodo de tiempo para la medición de la tasa de cambio de la frecuencia".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			ventana de tiempo indicada en el Artículo 3-11, literal c) en 500 ms.			
267	Engie Energía Chile S.A.	4-1	Se solicita explicitar el máximo ángulo de salto de fase de la tensión en el POI considerado como permisible y estable.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
268	Engie Energía Chile S.A.	4-3	Se solicita clarificar cuál es el evento o instrucción de inicio y cuál es el evento o intrucción de fin que se define en "Tiempo de Reacción" requerido.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
269	Engie Energía Chile S.A.	4-3	Se sugiere indicar un rango de tiempo de estabilización permisible, dados los response times y ramp rate actuales que existen entre los EMS de las plantas y los local controller, y entre estos local controllers y los PPC de las plantas, además de la misma coordinación del inversor que posee tiempos de trabajo en transitorio y luego en estacionario que no permitirían cumplis los 200ms solicitados como tiempo de estabilización total de la planta completa. Como referencia para el CEN, al menos el tiempo de respuesta total entre que el local controller recibe el comando y el inversor despacha la potencia estable en un rango del +-2% toma 180 ms	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
270	Engie Energía Chile S.A.	5-2	Se solicita validar PSCAD como software de simulación de transitorios electromagnéticos. Explicitar si el CEN considera otros simuladores permisibles además de este.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el software utilizado para los modelos EMT".
272	Engie Energía Chile S.A.	5-34	Se indica que: “La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de ±10 en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia. Esto es incompatible con la curva de recuperación de tensión que se define en el mismo artículo. También se indica: “La tensión en las barras del ST no deberá exceder un 1,3 por unidad por un tiempo superior a 80 [ms], contando desde el instante del despeje de la falla.” Lo anterior, parece ser una sobre especificación respecto de estándares internacionales. La curva de requerimientos de recuperación de tensión indicada en el Artículo 5-34 también puede ser inconsistente con los tiempos de despeje de protecciones definidos en el Artículo 5-40	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Umbral de sobretensión en la recuperación dinámica".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
273	Engie Energía Chile S.A.	5-35	Al analizar el comportamiento dinámico de un Proyecto para su conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), es fundamental establecer un valor explícito de frecuencia mínima que pueda alcanzar el sistema ante una contingencia simple. Esta variable constituye un parámetro de referencia sistémica clave, ya que permite identificar el punto de inflexión entre un colapso de la red y una recuperación segura. La ausencia de un valor específico de frecuencia mínima para otras contingencias genera incertidumbre en la verificación del impacto de la conexión de los Proyectos, así como en el diseño de automatismos, al no contar con un valor de referencia claro para la configuración de sus criterios de actuación.	Se solicita no eliminar el artículo 5-35.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Artículo 5-35 de la NTSyCS".
274	Engie Energía Chile S.A.	5-51	Se indica: “En Estado de Emergencia, el SI deberá mantenerse estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo, inestabilidad de tensión o frecuencia, disgregación en Islas Eléctricas o Interacciones de Control frente a variaciones normales de la demanda y la generación.” Se sugiere precisar el alcance de la expresión: “variaciones normales de la demanda y la generación”, que debería ser consistente con la aplicación de los requerimientos de la NT de SSCC para el caso de la definición del servicio de CPF y CSF, y su aplicación en la programación de la operación. De esta manera se precisa más claramente el alcance de la aplicación de dicho requerimiento y se definen los bordes bajo los cuales no es esperable que una isla se mantenga operando estable en Estado de Emergencia.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Lo solicitado por el agente se encuentra fuera del alcance de la presente modificación normativa. Se deja constancia que la actual modificación normativa responde a ajustes urgentes identificados por la Comisión, orientados a resguardar la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional. Estas modificaciones fueron presentadas en la sexta sesión del Comité Consultivo y expuestas a la industria en el borrador publicado en el marco de la presente Consulta Pública. Cabe destacar que, el proceso de modificación de la NTSyCS concluirá con la revisión integral de la Norma Técnica, cuyo proyecto de modificación de norma técnica será sometido a Consulta Pública en una etapa posterior, conforme al Plan Normativo aprobado mediante la Resolución Exenta N°618 de 2023.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
275	Engie Energía Chile S.A.	5-76	Para efectos del cálculo de la frecuencia mínima y RoCoF en una barra *j* del sistema eléctrico después de ocurrida una perturbación, se está proponiendo considerar una ventana de tiempo móvil de 100 ms. Al respecto, al aplicar esta disminución en el tiempo de cálculo de la tasa de cambio de la frecuencia, aumentaría la sensibilidad instantánea y la rapidez de actuación, y por ende, el sistema quedaría más susceptible al ruido de la medición aumentando el riesgo de accionamientos no deseados y a falsas desconexiones, por ejemplo, en los esquemas de automatismos vigentes. Lo anterior implicaría rediseñar los esquemas de automatismos que se activan por RoCoF, como el EDAGxCE, EDACxCE y EDAC-BF, junto la necesitad de recalibrar umbrales de los ajustes actuales de protecciones de instalaciones en operación. Es por ello que dicho cambio podría provocar una degradación en la seguridad del Sistema Eléctrico.	Para efectos del cálculo de la frecuencia mínima y RoCoF en una barra *j* del sistema eléctricodespués de ocurrida una perturbación, se calculará considerando una ventana de tiempomóvil de **500 ms.**	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Periodo de tiempo para la medición de la tasa de cambio de la frecuencia".
276	Engie Energía Chile S.A.	5-75	Se observa en la curva de tensión utilizada para calcular el índice de desempeño dinámico (IDD) del artículo 5-75, que en el tiempo de despeje de falla (td) el valor de la tensión alcanza dos valores diferentes, asimismo, la tensión post-falla en régimen permanente es distinta a la tensión pre-falla por lo que se obtendría un error permanente generando una divergencia de integración. Por otro lado, dicho indicador actualmente no se encuentra actualmente validado internacionalmente para ser utilizarlo como un parámetro de robustez de la red y tampoco se define un valor específico que permita saber cómo debe adaptarse el sistema para cumplir con dicha métrica, lo que genera incertezas en las decisiones de inversión de proyectos de generación, especialmente en los Proyectos que se podrían buscar una conexión en una red que sea calificada como una red débil,	Se solicita eliminar el índice de desempeño dinámico (IDD) como indicador de Robustez de tensión, e incorporar en su lugar c el Short Circuit Ratio (SCR), métrica estándar y reconocida internacionalmente, que determina la robustez de una barra del Sistema Eléctrico y que es ampliamente utilizada por los fabricantes de generadores síncronos como en equipos compuestos por Electrónica de Potencia, como criterio técnico de referencia.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de IDD e IDD normativo".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			considerando además que en el Anexo Técnico permitiría que el Coordinador identifique medidas que considere inversiones de nuevas instalaciones o adecuaciones o nueva infraestructura que permitan fortalecer este tipo de redes, lo que debería incorporarse dentro de los Servicios Complementarios como requerimiento de seguridad para el SEN.			
277	Engie Energía Chile S.A.	6-47	En el literal f, se establece que entre los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez se debe incluir un conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría. Se solicita que la evaluación de las medidas consideren no sólo una factor técnico sino que tambien aspectos de contribución a la eficiencia económica del SI.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	De acuerdo con los ajustes y actualizaciones realizadas al Anexo Técnico de Estudio de Análisis de Robustez del SEN, se acota el alcance del mismo. El estudio realizará solamente un análisis de robustez sobre el SEN, identificando áreas coherentes y categorizándolas (redes fuertes o débiles). Por tanto, no se requiere un análisis de costo eficiencia.
301	GM Holdings S.A.	3-9	En al artículo hay una serie de modificaciones en relación al aporte de reactivos para centrales IBR (antes solares y eólicas) según diagramas PQ. Por el contexto de la modificación, los gráficos antiguos deberían eliminarse.	Se solicita eliminar los gráficos antiguos del articulado, acorde a la modificación del texto que se propone.	No se acoge	Lo solicitado se encuentra contenido en la redacción del presente artículo observado.
302	GM Holdings S.A.	3-20	En el artículo se definen variables que el Coordinador deberá monitorear de la centrales. Al respecto, puntualiza que para las Centrales IBR, SAE y motores diésel el Coordinador podrá supervisar variables que	Se solicita indicar un criterio claro de las variables que deberá supervisar el Coordinador.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			estimen convenientes, sin fijar un criterio claro.			
303	GM Holdings S.A.	5-24	En el artículo 5-24, se indica una exigencia de potencia reactiva en estado de alerta para las unidades síncronas. Posteriormente, señala que para las centrales IBR o SAE, la potencia reactiva aportada deberá cumplirse en el punto de conexión. Sin embargo, no se indica qué debe cumplirse en cuanto a la potencia reactiva, si corresponde a la misma exigencia para unidades síncronas o es otra.	Se solicita aclarar la exigencia de potencia reactiva en estado de alerta para centrales IBR o SAE.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 439.
304	GM Holdings S.A.	5-34	El artículo comienza de la siguiente forma: "En Estado Normal y **ocurre** una Contingencia Simple de hasta severidad 7...". Al respecto, el texto destacado en negrita contiene un error en su redacción.	Se solicita corregir según lo siguiente: "En Estado Normal y ocurriendo una Contingencia Simple de hasta severidad 7..."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Umbral de sobretensión en la recuperación dinámica".
305	GM Holdings S.A.	5-46	En el artículo se indica que el Límite de Estabilidad de frecuencia debe considerar un margen de seguridad, el cual será determinado considerando los resultados del Estudio de Robustez, sin indicarse a cuáles son los resultados que deberá considerar.	Se solicita indicar los resultados del Estudio de Robustez que se deberán tener a la vista para la definición del margen de seguridad en el Límite por Estabilidad de Frecuencia.	No se acoge	En vista de las modificaciones realizadas al Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del SEN, se elimina la mención a dicho Estudio en el artículo observado.
306	GM Holdings S.A.	6-46	El artículo hace referencia a la realización del Estudio de Robustez por parte del Coordinador. Es importante que la periodicidad quede explícita en este capítulo de la NTSyCS, ya que guarda relación con el objetivo de detección temprana de necesidades de robustez del sistema.	Se sugiere el siguiente texto: "Artículo 6-46 El Coordinador deberá realizar **anualmente** el Estudio de Requerimientos de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional conforme a lo establecido en el Anexo Técnico “Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez” de la presente NT. "	Se acoge parcialmente	Se precisa en redacción de Artículo 6-46 que la periodicidad del Estudio de Análisis de Robustez del SEN es indicada en el respectivo Anexo Técnico de este estudio.
343	Ibereólica Ingeniería Chile SpA	3-10	Si bien el Art. 3-5 obliga a las IBR GFM a entregar Inercia Sintética, el Art. 3-10 mantiene tiempos de operación idénticos a instalaciones sin esta capacidad o con condiciones de operación electromecánicas. En aerogeneradores, la respuesta inercial depende de los límites térmicos y de corriente del convertidor, así como los tiempos que tarde el yaw, pitch y otros sistemas mecanicos en tomar o dejar carga; lo que lo diferencia de otras tecnologías como BESS o fotovoltaica.	Los tiempos mínimos de operación establecidos deberán diferenciarse según la tecnología y su capacidad real de provisión de inercia sintética. En el caso de aerogeneradores, dichos tiempos deberán considerar las limitaciones propias de los convertidores (límites térmicos y de corriente) y los sistemas mecánicos asociados (yaw, pitch, entre otros), los cuales condicionan la velocidad de respuesta frente a eventos de frecuencia. Por tanto, los valores de la tabla se	No se acoge	El artículo 3-10 de la NTSyCS no regula tiempos de reacción de los Controladores de Frecuencia/Potencia, dichas disposiciones se señalan en el AT IBR. En efecto, el artículo 3-10 de la NTSyCS regula los tiempos de operación continua y estable de las unidades generadoras y SAE ante subfrecuencia y sobrefrecuencias en el SI.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Sugerimos que los tiempos mínimos se ajusten de acuerdo con la capacidad real de soporte inercial definida por los controles de cada tecnología, asegurando así requerimientos consistentes con sus restricciones técnicas.	ajustarán en función de la capacidad efectiva de soporte inercial de cada tecnología (eólica, fotovoltaica, BESS, etc.), garantizando que los requerimientos sean consistentes con sus características técnicas y de control.		
346	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	1-7	Necesidad de revisar definiciones de red débil (Artículo 1-7, número 88) y alinearla con estándares o guías internacionales, por ejemplo, publicadas por Cigre (Towards Systems Strength, CIGRE 21) y el contexto de los desafíos del sistema eléctrico nacional. En la propuesta de NT se indica: “Red Débil: Es aquel subsistema del SI que presenta una alta sensibilidad ante perturbaciones donde una pequeña variación en los flujos de potencia activa o reactiva provoca cambios significativos en la tensión o frecuencia del sistema eléctrico, lo que podría implicar el no cumplimiento de los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio.”	Se sugiere utilizar la siguiente definición de Red Débil: "Se entenderá que un área del sistema se clasifica como un Red Débil cuando se observe alguna de las siguientes condiciones: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34.” c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de Red Débil y Red Fuerte".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
347	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	1-7	Se plantea la necesidad de revisar la definición de severidades (Artículo 1-7, número 102 a 111) de manera que refleje posibles fallas múltiples (o propagación de fallas) en condición de red débil, en un contexto de existencia de elementos con menor tolerancia de variaciones de frecuencia y tensión. A modo de ejemplo, en EEUU, el procedimiento NERC TPL-001-5 — Transmission System Planning Performance Requirements define escenarios de contingencia múltiple / propagación. Si no se incluye escenarios de propagación, la evaluación de estudios asociados a diseño de EDAC puede resultar en diseño de sistemas que no están preparados para enfrentar condiciones reales. También se tiene una perspectiva acotada de condiciones en las cuales se debe cumplir requerimiento de operación estable de islas en estado de emergencia, requerimiento de evitar Apagón Total. La evaluación de severidades que consideren propagación de contingencias se realizará sólo en el contexto de evaluación y definición de recursos de servicios complementarios; no se considerará para la evaluación y definición de obras de transmisión en el contexto de planificación de transmisión. Luego, se sugiere que para cada uno de los casos de Severidad que se han definido, el Coordinador defina un nivel de propagación de falla que refleje al menos uno de los siguientes factores: 1. Reducción temporal de generación PMGD basada en inversores 2. Reducción temporal de generación distribuida MT/BT basada en inversores en instalaciones de clientes 3. Reducción temporal de generación de otro tipo de generación IBR tipo grid following 4. Reducción temporal o desconexión de otro tipo de generación.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
348	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	3-6	En el artículo 3-6 se agrega el requerimiento “las unidades generadoras sincrónicas deben disponer de los equipos requeridos para el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad (Artículo 3-6, letra d). El requerimiento es ambiguo y de alcance no acotado. Puede implicar desarrollo de nuevas inversiones de las cuales no deberían ser responsables.	Se sugiere eliminar el requerimiento: “las unidades generadoras sincrónicas deben disponer de los equipos requeridos para el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad" (Artículo 3-6, letra d).	No se acoge	La exigencia de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas para las unidades generadoras sincrónicas se encuentra vigente (letra "d)" del Artículo 3-6 de la NTSyCS vigente).
349	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	3-6	En el artículo 3-6 se indica: Aquellas instalaciones que se interconecten en una Red Débil no deberán degradar la Fortaleza existente en el Área de Tensión Coherente. Se entenderá que no degrada la Fortaleza cuando su operación no deteriora el desempeño de los estándares señalados en el TÍTULO 5-15. Lo anterior deberá ser verificado con ocasión a los estudios de interconexión señalados en el Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI” de la presente NT (Artículo 3-6, letra j). Dado que evitar la degradación de una Red Débil es un requisito para la interconexión de generadores, los costos asociados a la adecuación de la infraestructura del sistema necesaria para que dicha conexión no debilite la red deberían de responsabilidad del generador que debilite la red. Si bien lo indicado anteriormente no es materia directa de la NTSyCS, dado que se trata de una política pública que define requerimientos que tiene afectación en distintos ámbitos, los requerimientos deberían estar armonizados con otras políticas públicas que corresponda. Por otra parte, no se define qué ocurre con las instalaciones que se retiran y sus efectos en la fortaleza de red. Se sugiere considerar la correspondiente definición de requerimientos para evaluarlos los efectos de instalaciones que se retiran debería ser materia de la NTSyCS.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
350	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	3-10	En el Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Instalaciones Basadas en Convertidores, Artículo 3-5, se exige que: "Las IBR GFM deberán proporcionar Inercia Sintética...", sin embargo, esta exigencia no se ve reflejada en tabla del Artículo 3-10, donde se mantienen los valores de tiempos mínimos de operación que tenían estas instalaciones sin las exigencia de inercia sintética. Es lógico que al tener la capacidad de inercia, sus tiempos de mínimos de operación sean mayores.	Modificar los tiempos mínimos de operación de la tabla en función de la capcacidad de inercia sintética de cada IBR y de la tecnología asociada a cada uno (solar, eolica, BESS, etc.)	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 343.
351	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	3-11	Se modifica el Artículo 3-11, letra c, que indica el requerimiento de soportar tasas de cambios de frecuencia (RoCoF) de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. La modificación es que la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 100 [ms], en lugar de 500 [ms]. El hecho de aumentar la sensibilidad de medición del RoCoF del sistema disminuyendo la ventana de tiempo de 500 [ms] a 100 [ms] aumenta el riesgo de activación de EDAC del SEN, lo que degrada la calidad de servicio. Lo anterior se debe a que, ante perturbaciones en el sistema en condición de Red Débil, las tasas instantáneas de cambio de frecuencia son altas. Si se observa las oscilografias de los Estudios de Análisis de Falla del 29 de Marzo (EAF137-2025), 3 de Abril (EAF150-2025) y 5 de Abril (EAF159-2025), se puede verificar este aspecto. Uno de los aspectos identificados por el Coordinador en dichos análisis de falla, es que los parques ERV se desconectaron súbitamente en condiciones donde no debieron haberse desconectado. Si se reduce la ventana de tiempo de 500 [ms] a 100 [ms], los parques ERV podrán desconectarse, por diseño, ante fallas de similar naturaleza. Por otra parte, no se cuenta con antecedentes sobre las capacidades de soporte de variaciones de frecuencia generación convencional que actualmente cumple con los	Se sugiere mantener la ventana de tiempo indicada en el Artículo 3-11, literal c) en 500 ms.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Periodo de tiempo para la medición de la tasa de cambio de la frecuencia".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			requerimientos de la NTSyCS en términos de tasa de cambio de frecuencia. Dado lo anterior, no es una buena práctica modificar el límite sin conocer si las unidades que se han instalado podrán cumplir el requerimiento.			
352	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	5-32	En el Artículo 5-32 se indica: “Para la aplicación del Artículo 5-31, en Estado Normal, las Contingencias Simples que deberán ser consideradas por el Coordinador y superadas sin pérdida de estabilidad sincronismo de las unidades generadoras del SI, son las siguientes: Contingencias Simples de Severidad 1 y 2, sin actuación de EDAC o EDAG.” Dado la existencia de elementos con menor capacidad de soporte de variaciones de frecuencia y tensión (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes), dicho requerimiento podría no cumplirse con las condiciones actuales del sistema. De hecho, actualmente en el sistema no se está cumpliendo dado que ha habido diversos eventos que terminan propagándose y controlándose, entre otras cosas, mediante la activación de EDAC. La solución a este desafío tiene distintas dimensiones: a.) fortalecer a los elementos		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			más vulnerables a variaciones de tensión y frecuencia (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes); b.) robustecer la red; c.) permitir activación de EDAC o EDAG ante contingencias como condición normal.			
353	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	5-34	En el Artículo 5-34 se indica el requerimiento: "La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de ±10% en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia," lo que es incompatible con la curva con requerimientos de recuperación de tensión que se define en el mismo artículo. También se indica: "La tensión en las barras del ST no deberá exceder un 1,3 por unidad por un tiempo superior a 80 [ms], contando desde el instante del despeje de la falla." Lo que pareciera ser una sobre especificación respecto de estándares internacionales. En este contexto, se puede identificar que la curva que se define en el Artículo 5-34 tampoco en consistente con requerimientos internacionales, por ejemplo, IEEE 2800 o PRC 024 (NERC).		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
354	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	5-35	En el Artículo 5-34 se indica el requerimiento: "La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de ±10% en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia," lo que es incompatible con la curva con requerimientos de recuperación de tensión que se define en el mismo artículo. También se indica: "La tensión en las barras del ST no deberá exceder un 1,3 por unidad por un tiempo superior a 80 [ms], contando desde el instante del despeje de la falla." Lo que pareciera ser una sobre especificación respecto de estándares internacionales. En este contexto, se puede identificar que la curva que se define en el Artículo 5-34 tampoco en consistente con requerimientos internacionales, por ejemplo, IEEE 2800 o PRC 024 (NERC).		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
355	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	5-51	El Artículo 5-51 indica "En Estado de Emergencia, el SI deberá mantenerse estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo, inestabilidad de tensión o frecuencia, disgregación en Islas Eléctricas o Interacciones de Control frente a variaciones normales de la demanda y la generación." Se sugiere precisar el alcance de "variaciones normales de la demanda y la generación", que debería ser consistente con la aplicación de los requerimientos de la NT de SSCC para el caso de la definición del servicio de CPF y CSF, y su aplicación en la programación de la operación. De esta manera se precisa más claramente el alcance de la aplicación de dicho requerimiento y se definen los bordes bajo los cuales no es esperable que una isla se mantenga operando estable en Estado de Emergencia.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
356	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	5-72	En el Artículo 5-72 se indica: “En Estado Normal y Alerta, el SI deberá operar cumpliendo con los requerimientos mínimos de Fortaleza definido para cada AtC, conforme con los resultados del último “Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN”, cuyos lineamientos se establecen en el TÍTULO 6-8 de la presente NT.” Si es un requisito cumplir con el requerimiento establecido en el Artículo 5-51, entonces las condiciones de operación que se definan para el sistema también deben garantizar que en Estado de Emergencia las zonas donde están instalados los generadores basados en inversores tendrán un nivel mínimo de fortaleza de red. En caso contrario, no se puede garantizar operación estable de la generación basada en inversores y por lo tanto, se podría propagar una falla con consecuencias que pueden incluso llevar a un Apagón Total. La necesidad de garantizar fortaleza de red en condición de operación en isla, es una lección aprendida post blackout del 28 de septiembre de 2016 en Australia. Reporte AEMO: “Black System South Australia 2016”, sección X.3, tabla 27.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
357	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	5-73	En el Artículo 5-73 se indica: “Para efectos del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN indicado en el TÍTULO 6-8 de la presente NT, se deberá cumplir que, luego de ocurrida una Contingencia Simple de Severidad 4a, el índice de desempeño dinámico calculado en la barra del SI cuya localización sea la más cercana eléctricamente al lugar de ocurrencia de la falla, no exceda el 90% del valor del IDD requerido, calculado de acuerdo con el Artículo 5-75 de la presente NT.” No queda clara la métrica que se está estableciendo en el Artículo 5-73. No se indica cuál es el “valor del IDD requerido”. La métrica IDD, por distintos factores, es complejo determinarla en la práctica. Si no se tiene un proceso confiable de verificar los parámetros del modelo y la similitud de su respuesta con respuestas transitorias reales en el sistema eléctrico, se tiene un alto riesgo de que el índice IDD se determine sobre condiciones ideales distantes de la realidad. Si ello es así, pierde sentido. Por otra parte, más que el indicador de la integral que se ha definido es crítico que las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren al interior del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34. Si la tensión está fuera del área indicada previamente, el inversor podría desconectarse (área de “may trip” acorde a estándares internacionales). Se sugiere eliminar el uso del IDD.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
358	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	5-75	La definición del índice de desempeño dinámico establecido en Artículo 5-75 tiene los siguientes conflictos: a.) La magnitud depende del estado pre-falla del sistema, ya que en estado normal la tensión puede estar entre 0.95 y 1.05 p.u. b.) La tensión post-falla en régimen permanente es distinta a la tensión pre-falla, por lo que se tiene error permanente y el valor del IDD diverge. c.) El complejo validar que las oscilaciones transitorias son consistentes con la realidad del sistema ante una perturbación similar. d.) No se ha definido un estándar y tampoco se ha visto su aplicación a nivel internacional. e.) No refleja el hecho de que si la tensión está fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34, el inversor podría desconectarse (área de “may trip” acorde a estándares internacionales). Se sugiere eliminar la referencia al IDD teórico que se ha defido. Respecto a la evaluación prospectiva, como indicador de debilidad de red los siguientes factores: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34. c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia.			
359	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	5-76	El Artículo 5-76 establece: “para efectos del cálculo de la frecuencia mínima y RoCoF en una barra *j* del sistema eléctrico después de ocurrida una perturbación, se calculará considerando una ventana de tiempo móvil de 100 ms.” La aplicación del artículo, bajo las condiciones propuestas, implica verificar variaciones de frecuencia en una ventana de tiempo de 100 ms, que es más exigente que los requerimientos actuales de 500 ms. Lo anterior puede implicar modificaciones al		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			EDAC de BF, particularmente a los escalones que se activan por RoCoF.			
360	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	6-47	El Artículo 6-47, letra f, establece que entre los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez se debe incluir un conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda. Las medidas deberían tener una justificación técnica y económica.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
370	Atlas Renewable Energy SpA	General	El Cap. 1-2 incorpora nuevas definiciones (IBR, Central IBR, SAE, AfC, AtC, Red Débil, etc.). Sin embargo, en la redacción control-de-cambios persisten inconsistencias de nomenclatura (p.ej. “parque eólico o fotovoltaicoIBR”), y no se explicita una regla de precedencia frente a definiciones correlativas en los Anexos (AT-IBR Tit. 1; AT-Robustez Tit. 1). Esta ambigüedad puede generar discrepancias en habilitaciones, auditorías y en el Estudio de Robustez.	En caso de discrepancia entre la presente NT y los Anexos Técnicos en materias de definiciones o abreviaturas, **prevalecerá la definición más específica** contenida en el Anexo aplicable (AT-IBR para convertidores; AT-Robustez para AfC/AtC y Red Débil). Asimismo, refínese la nomenclatura eliminando residuos de edición y sustituyendo ‘parque eólico/fotovoltaico’ por ‘**Central IBR**’ en todo el documento.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
371	Atlas Renewable Energy SpA	3-6	En el numeral a) del Título/Artículo 3-6, en su párrafo final, se faculta al Coordinador para limitar el despacho de una unidad si, con base en estudios, se comprobara la necesidad de aumentar el requerimiento de reservas para Control de Frecuencia conforme a la NT SSCC. Sin embargo, el texto no establece un orden de precedencia entre esa restricción operativa y otras medidas disponibles, como la modificación/activación de servicios complementarios con recursos e infraestructura ya existentes en el sistema (medidas de menor impacto operativo). Para resguardar la robustez del SI y la eficiencia en la adopción de medidas, proponemos incorporar un principio de mínimo impacto operativo, de modo que antes de instruir restricciones de despacho, el Coordinador verifique y descarte (con fundamento técnico-económico) la viabilidad de cubrir el requerimiento mediante ajustes de servicios complementarios con recursos existentes, y en caso de no ser suficiente, justifique la restricción (alcance temporal, ámbito y condiciones de levantamiento).	[…] Si como resultado de los estudios se comprobara que es necesario aumentar el requerimiento de reservas para Control de Frecuencia, evaluado en los términos indicados en la NT SSCC, el Coordinador podrá limitar el despacho de esta unidad **generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, previa verificación de que la modificación de los servicios complementarios prestados con recursos e infraestructura existentes en el SI no permite asegurar la operación normal de la nueva unidad sin degradar la Robustez del SI.** **En caso de resolverse la aplicación de restricciones de despacho, el Coordinador publicará un informe que fundamente la decisión (supuestos, indicadores, análisis técnico-económico) y establecerá su carácter temporal, el ámbito horario/geográfico y las condiciones objetivas para su levantamiento.** [...]	No se acoge	Lo solicitado por el agente se encuentra fuera del alcance de la presente modificación normativa. Se deja constancia que la actual modificación normativa responde a ajustes urgentes identificados por la Comisión, orientados a resguardar la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional. Estas modificaciones fueron presentadas en la sexta sesión del Comité Consultivo y expuestas a la industria en el borrador publicado en el marco de la presente Consulta Pública. Cabe destacar que, el proceso de modificación de la NTSyCS concluirá con la revisión integral de la Norma Técnica, cuyo proyecto de modificación de norma técnica será sometido a Consulta Pública en una etapa posterior, conforme al Plan Normativo aprobado mediante la Resolución Exenta N°618 de 2023.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
372	Atlas Renewable Energy SpA	3-10	Se reemplaza "parques eólicos y fotovoltaicos" por "Centrales IBR" en la tabla de tiempos mínimos de operación por frecuencia, pero no se diferencia entre IBR con capacidad grid-following vs grid-forming, las cuales tienen capacidades diferentes de respuesta ante variaciones de frecuencia.	Agregar nota a la tabla: "Las Centrales IBR con capacidad grid-forming declarada podrán tener requisitos diferenciados de operación en rangos extremos de frecuencia, según determine el Coordinador en función de su aporte a la estabilidad del sistema."	No se acoge	El Artículo 3-10 define tiempos mínimos de permanencia ante bandas de sobre y subfrecuencia, lo cual es independiente del modo de operación de las IBR (GFL o GFM). Las exigencias de comportamiento dinámico ante variaciones de frecuencia para cada tipo de modo de operación se regulan en el AT IBR.
373	Atlas Renewable Energy SpA	General	En el Artículo 3-1 del literal c) modifica de 2 Hz/s a 2 Hz/s (tachado y mantenido igual) pero reduce el período de medición de 500 ms a 100 ms sin justificación técnica. Esta reducción del tiempo de medición podría generar disparos espurios por transitorios.	Mantener: "la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 500 [ms]" o justificar técnicamente el cambio a 100 ms con análisis de sensibilidad.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Periodo de tiempo para la medición de la tasa de cambio de la frecuencia".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
374	Atlas Renewable Energy SpA	5-5	El artículo fija la planificación bajo Criterio N-1 y permite considerar criterios de Robustez (TÍTULO 5-15). En su segundo párrafo reconoce el uso de EDAC, EDAG y ERAG "supervisados por frecuencia o por tensión", pero no explicita que EDAG/ERAG pueden diseñarse con el objetivo adicional de incrementar las transferencias económicas del SI (reducción de congestiones/vertimientos) ni que el Coordinador puede promoverlos. Tampoco se aclara que tales esquemas pueden implementarse como medidas/obras temporales mientras se desarrollan y entran en operación las obras estructurales del ST. La falta de esta precisión puede llevar a descartar ex-ante EDAG/ERAG orientados a flexibilizar transferencias o a no formalizarlos como soluciones transitorias con condiciones claras de activación, supervisión y retiro.	Agregar un nuevo párrafo: […] En los estudios de planificación, la Comisión, el Coordinador y/o terceros podrán proponer, evaluar y promover la implementación de EDAG y ERAG con el objetivo de incrementar las transferencias económicas del SI y reducir vertimientos y congestiones, siempre que se asegure el cumplimiento de los estándares de Seguridad, Calidad de Servicio y Robustez establecidos en esta Norma. Estos esquemas podrán implementarse como medidas operacionales u obras temporales, en tanto se ejecutan las obras de expansión del ST aprobadas, debiendo el Coordinador especificar: (i) condiciones de activación y supervisión (por frecuencia y/o tensión), (ii) ámbito y horizonte de aplicación con fecha/condición de expiración o reemplazo por obras definitivas, y (iii) su evaluación técnico-económica y consideración en los estudios de planificación correspondientes.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
375	Atlas Renewable Energy SpA	5-34	Las curvas de permanencia ante huecos de tensión y la recuperación dinámica se actualizan para IBR, pero no se precisan criterios para evitar chattering en la conmutación de prioridad P/Q ni tiempos mínimos de permanencia (dwell). Esto puede generar oscilaciones en redes con alta penetración IBR.	Incorpórese histeresis en los umbrales de tensión/frecuencia y un tiempo mínimo de permanencia antes de revertir a la prioridad original, coherente con el Art. 4-6 del AT-IBR.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Umbral de sobretensión en la recuperación dinámica".
376	Atlas Renewable Energy SpA	5-72	Se definen los Estándares de Robustez y, en el Cap. 6, el Estudio de Requerimiento de Robustez (Tít. 6-8). Para conectar normativamente ambos, proponemos que 5-15 explicitite que los umbrales/indicadores y las instrucciones de parámetros que emanen del Estudio (AT de Robustez) serán el insumo vinculante para ajustes operativos y de control (p. ej., parámetros de IBR/SAE), con un procedimiento de notificación y plazos.	Agregar un nuevo párrafo: […] Los indicadores y umbrales definidos en el Estudio de Requerimiento de Robustez (Tít. 6-8) serán insumo vinculante para la instrucción de ajustes de parámetros y condiciones operativas por parte del Coordinador, con los plazos y formalidades establecidos en el Capítulo 8 (habilitación/monitoreo).	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
377	Atlas Renewable Energy SpA	6-28	El artículo permite que el Coordinador adopte restricciones en el ST como medida preventiva para contingencias simples (Art. 5-32), con actualización anual del Estudio de Restricciones. Sin embargo, no exige evaluar previamente alternativas operacionales como EDAG/ERAG que, además de cumplir SyCS y robustez, pueden diseñarse para incrementar las transferencias económicas del SI (aliviar congestiones y reducir vertimientos). Tampoco se contempla su uso como medidas/obras temporales mientras se materializan las obras estructurales del ST. Esta omisión puede llevar a sobrerrestricción del despacho cuando existen soluciones operativas costo-efectivas.	Agregar un nuevo párrafo […] Previo a la adopción de restricciones preventivas, el Coordinador deberá evaluar y publicar en el Estudio de Restricciones alternativas operacionales basadas en EDAG y ERAG, diseñadas para incrementar las transferencias económicas del SI manteniendo el cumplimiento de los estándares de Seguridad, Calidad de Servicio y Robustez de esta Norma. Cuando dichas alternativas resulten técnicamente viables y costo-efectivas, se priorizarán frente a la imposición de restricciones. Estos esquemas podrán implementarse como medidas u obras temporales, especificando: (i) condiciones de activación y supervisión (por frecuencia y/o tensión), (ii) ámbito geográfico y horizonte temporal con condición de expiración o reemplazo por obras definitivas, y (iii) su evaluación técnico-económica comparada con la restricción. El Coordinador podrá promover la implementación de EDAG/ERAG y coordinar su ejecución con los Coordinados, dejando registro público del análisis y la decisión adoptada.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
378	Atlas Renewable Energy SpA	7-7	La operación en isla instruye prestación de CF y uso de lista de mérito (generadores y SAE). Proponemos referenciar expresamente los estándares de recuperación de tensión 5-34 y los márgenes de reserva aplicables bajo isla, para alinear la operación insular con los criterios de desempeño de Cap. 5	Agregar un nuevo párrafo […] La operación en isla deberá cumplir los criterios de recuperación de tensiones del Artículo 5-34 y los márgenes de reserva definidos por el Coordinador para el Estado Operativo vigente.	No se acoge	La operación en isla constituye una condición propia del Estado de Emergencia, conforme a la definición establecida en el artículo 1-7 de la NTSyCS. Dicho esto, las disposiciones para el Estado de Emergencia se señalan en los Títulos 5-8 al 5-11 de la NTSyCS.
379	Atlas Renewable Energy SpA	7-7	Se requiere clarificar que los IBR y SAE son recursos habilitados para control de tensión en tiempo real y que el Coordinador podrá reasignar setpoints a estos recursos al igual que a unidades sincrónicas y compensadores, con criterios de priorización por AtC. (Referencia a existencia del Título).	Incorpórese inciso: "Para el Control de Tensión, el Coordinador podrá utilizar IBR y SAE en conjunto con recursos sincrónicos/FACTS, reasignando consignas y priorizando por AtC según sensibilidad Q–V y disponibilidad"	No se acoge	Ya hay mención a los IBR y SAE en el artículo indicado, por otra parte, no se considera conveniente utilizar las mismas áreas identificadas en el Estudio de Análisis de Robustez del SEN puesto que estas áreas son solamente definidas para el contexto de la realización de dicho Estudio.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
380	Atlas Renewable Energy SpA	7-39	Se modifica agregando "Las IBR deberán iniciar su inyección de potencia activa conforme a las instrucciones del Coordinador" pero no especifica los modos de control (grid-following/grid-forming) ni la coordinación con unidades sincrónicas durante el PRS.	Especificar: "Las IBR con capacidad grid-forming deberán operar en modo formador de red durante el PRS. Las IBR grid-following podrán conectarse cuando exista suficiente fortaleza de red, según criterios que establezca el Coordinador mediante el AT de Motodolía para Determinar Requerimientos de Robustez."	No se acoge	Lo solicitado por el agente se encuentra fuera del alcance de la presente modificación normativa. Se deja constancia que la actual modificación normativa responde a ajustes urgentes identificados por la Comisión, orientados a resguardar la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional. Estas modificaciones fueron presentadas en la sexta sesión del Comité Consultivo y expuestas a la industria en el borrador publicado en el marco de la presente Consulta Pública. Cabe destacar que, el proceso de modificación de la NTSyCS concluirá con la revisión integral de la Norma Técnica, cuyo proyecto de modificación de norma técnica será sometido a Consulta Pública en una etapa posterior, conforme al Plan Normativo aprobado mediante la Resolución Exenta N°618 de 2023.
381	Atlas Renewable Energy SpA	General	Los transitorios de los nuevos AT detallan plazos y planes de adecuación por cambios del Art. 3-8 (IBR) y un plan para sistemas de medida (Art. 4-29). Sugerimos añadir que, mientras duren estas adecuaciones, el Coordinador documente mitigaciones/condiciones operativas y, si corresponde, medidas temporales (p. ej., límites o SSCC), con fecha de expiración y seguimiento público.	Nuevo Artículo 9-26: Durante la ejecución de los planes de adecuación, el Coordinador publicará medidas transitorias (operativas o de SSCC) aplicadas a las instalaciones involucradas, su fundamento técnico, plazos de vigencia y el estado de avance del plan.	Se acoge parcialmente	Los artículos transitorios que se les aplica las IBR son reguladas en el Anexo Técnico IBR. Asimismo, se señala que en el marco de la presente modificación normativa, se ha efectuado una revisión integral de las disposiciones transitorias contenidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Como resultado de este análisis, se eliminarán aquellas disposiciones transitorias que han perdido vigencia, en la medida que sus efectos ya se encuentran incorporados en el cuerpo permanente de la normativa. Adicionalmente, en los casos en que las disposiciones transitorias que aún no han producido sus efectos jurídicos, se procederán a actualizar su redacción, estableciendo la fecha correspondiente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
413	Guacolda Energía SpA	1-6	La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, incluye nuevas definiciones y conceptos, como por ejemplo "Instalaciones Basadas en Convertidores" (IBR), entre las cuales se encuentran: Unidades Generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Convertidores de Corriente Continua y Equipos de Compensación Reactiva; También define "Central IBR", uno podría interpretar que son Unidades Generadoras Solares y Eólicas. Por otro lado, en el Titulo 3-3 "Instalaciones de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Energía", las exigencias son para "unidades de generación" (no define cual, entonces se podría interpretar que son todas las unidades sincronas o no) y para los "Sistemas de Almacenamiento de Energía", que no señala si es IBR, con lo cual uno supone que son todos los Sistemas de Almacenamiento de Energía, indistintamente de su tencología. Este último no se debiera interpretar así, ya que por ejemplo en la tabla del Artículo 3-10 "Tiempo Mínimo de Operación", hay Sistemas de Almacenamiento que no son IBR y debiera mantener una exigencia más parecida a una central Hidroeléctrica o Termoeléctrica, y no como una Central IBR. En todo el capítulo 3 "Exigencias Mínimas Para Diseño de Instalaciones", se realizan exigencias por un lado a Unidades Generadoras y/o Centrales IBR y/o Sistemas de Almacenamiento y/o IBR por si sólo, lo cual lleva a confusión su interpretación y aplicabilidad técnica. Complementando lo anterior, en el Anexo Técnico de "Exigencias Mínimas de Instalaciones Basadas en Convertidores que se conectan al Sistema Eléctrico Nacional", se interpreta que se realizan exigencias para	Solicitamos rehacer las definiciones y los conceptos, para que haya una coherencia en todo el texto de la NT de S y CS y sus Anexos, y pueda ser aplicable por todas las instalaciones del SEN. Como ejemplo, se podría modificar la definición de un IBR por "Recursos Basados en Inversores", identificar y definir cuales son las unidades generadoras que utilizan inversores y los Sistemas de Almacenamiento de Energía que utilizan Inversores.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			todos los tipos de IBR (Unidades Generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Convertidores de Corriente Continua y Equipos de Compensación Reactiva), sin realizar un desglose por categoría o tecnología. Lo anterior, imposibilita la correcta implementación de lo que debierá buscar en dicho Anexo Técnico para la correcta conexión de las Instalaciones Basadas en Convertidores. Cabe mencionar, que todo el texto de la NTSyCS y sus Anexos, con las nuevas definiciones, conceptos agregados y otros conceptos eliminados, confunde y conlleva a variadas interpretaciones, que dificultan la Aplicabilidad de la Norma en todos sus Capítulos y Anexos.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
414	Guacolda Energía SpA	1-7	La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, incluye nuevas definiciones y conceptos, como por ejemplo "Instalaciones Basadas en Convertidores" (IBR), entre las cuales se encuentran: Unidades Generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Convertidores de Corriente Continua y Equipos de Compensación Reactiva; También define "Central IBR", uno podría interpretar que son Unidades Generadoras Solares y Eólicas. Por otro lado, en el Titulo 3-3 "Instalaciones de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Energía", las exigencias son para "unidades de generación" (no define cual, entonces se podría interpretar que son todas las unidades sincronas o no) y para los "Sistemas de Almacenamiento de Energía", que no señala si es IBR, con lo cual uno supone que son todos los Sistemas de Almacenamiento de Energía, indistintamente de su tencología. Este último no se debiera interpretar así, ya que por ejemplo en la tabla del Artículo 3-10 "Tiempo Mínimo de Operación", hay Sistemas de Almacenamiento que no son IBR y debiera mantener una exigencia más parecida a una central Hidroeléctrica o Termoeléctrica, y no como una Central IBR. En todo el capítulo 3 "Exigencias Mínimas Para Diseño de Instalaciones", se realizan exigencias por un lado a Unidades Generadoras y/o Centrales IBR y/o Sistemas de Almacenamiento y/o IBR por si sólo, lo cual lleva a confusión su interpretación y aplicabilidad técnica. Complementando lo anterior, en el Anexo Técnico de "Exigencias Mínimas de Instalaciones Basadas en Convertidores que se conectan al Sistema Eléctrico Nacional", se interpreta que se realizan exigencias para	Solicitamos rehacer las definiciones y los conceptos, para que haya una coherencia en todo el texto de la NT de S y CS y sus Anexos, y pueda ser aplicable por todas las instalaciones del SEN. Como ejemplo, se podría modificar la definición de un IBR por "Recursos Basados en Inversores", identificar y definir cuales son las unidades generadoras que utilizan inversores y los Sistemas de Almacenamiento de Energía que utilizan Inversores.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			todos los tipos de IBR (Unidades Generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Convertidores de Corriente Continua y Equipos de Compensación Reactiva), sin realizar un desglose por categoría o tecnología. Lo anterior, imposibilita la correcta implementación de lo que debierá buscar en dicho Anexo Técnico para la correcta conexión de las Instalaciones Basadas en Convertidores. Cabe mencionar, que todo el texto de la NT S y CS y sus Anexos, con las nuevas definiciones, conceptos agregados y otros conceptos eliminados, confunde y conlleva a variadas interpretaciones, que dificultan la Aplicabilidad de la Norma en todos sus Capítulos y Anexos.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
415	Guacolda Energía SpA	3-6	La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, incluye nuevas definiciones y conceptos, como por ejemplo "Instalaciones Basadas en Convertidores" (IBR), entre las cuales se encuentran: Unidades Generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Convertidores de Corriente Continua y Equipos de Compensación Reactiva; También define "Central IBR", uno podría interpretar que son Unidades Generadoras Solares y Eólicas. Por otro lado, en el Titulo 3-3 "Instalaciones de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Energía", las exigencias son para "unidades de generación" (no define cual, entonces se podría interpretar que son todas las unidades sincronas o no) y para los "Sistemas de Almacenamiento de Energía", que no señala si es IBR, con lo cual uno supone que son todos los Sistemas de Almacenamiento de Energía, indistintamente de su tencología. Este último no se debiera interpretar así, ya que por ejemplo en la tabla del Artículo 3-10 "Tiempo Mínimo de Operación", hay Sistemas de Almacenamiento que no son IBR y debiera mantener una exigencia más parecida a una central Hidroeléctrica o Termoeléctrica, y no como una Central IBR. En todo el capítulo 3 "Exigencias Mínimas Para Diseño de Instalaciones", se realizan exigencias por un lado a Unidades Generadoras y/o Centrales IBR y/o Sistemas de Almacenamiento y/o IBR por si sólo, lo cual lleva a confusión su interpretación y aplicabilidad técnica. Complementando lo anterior, en el Anexo Técnico de "Exigencias Mínimas de Instalaciones Basadas en Convertidores que se conectan al Sistema Eléctrico Nacional", se interpreta que se realizan exigencias para	Solicitamos rehacer las definiciones y los conceptos, para que haya una coherencia en todo el texto de la NT de S y CS y sus Anexos, y pueda ser aplicable por todas las instalaciones del SEN. Como ejemplo, se podría modificar la definición de un IBR por "Recursos Basados en Inversores", identificar y definir cuales son las unidades generadoras que utilizan inversores y los Sistemas de Almacenamiento de Energía que utilizan Inversores.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			todos los tipos de IBR (Unidades Generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Convertidores de Corriente Continua y Equipos de Compensación Reactiva), sin realizar un desglose por categoría o tecnología. Lo anterior, imposibilita la correcta implementación de lo que debierá buscar en dicho Anexo Técnico para la correcta conexión de las Instalaciones Basadas en Convertidores. Cabe mencionar, que todo el texto de la NT S y CS y sus Anexos, con las nuevas definiciones, conceptos agregados y otros conceptos eliminados, confunde y conlleva a variadas interpretaciones, que dificultan la Aplicabilidad de la Norma en todos sus Capítulos y Anexos.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
416	Guacolda Energía SpA	3-10	La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, incluye nuevas definiciones y conceptos, como por ejemplo "Instalaciones Basadas en Convertidores" (IBR), entre las cuales se encuentran: Unidades Generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Convertidores de Corriente Continua y Equipos de Compensación Reactiva; También define "Central IBR", uno podría interpretar que son Unidades Generadoras Solares y Eólicas. Por otro lado, en el Titulo 3-3 "Instalaciones de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Energía", las exigencias son para "unidades de generación" (no define cual, entonces se podría interpretar que son todas las unidades sincronas o no) y para los "Sistemas de Almacenamiento de Energía", que no señala si es IBR, con lo cual uno supone que son todos los Sistemas de Almacenamiento de Energía, indistintamente de su tencología. Este último no se debiera interpretar así, ya que por ejemplo en la tabla del Artículo 3-10 "Tiempo Mínimo de Operación", hay Sistemas de Almacenamiento que no son IBR y debiera mantener una exigencia más parecida a una central Hidroeléctrica o Termoeléctrica, y no como una Central IBR. En todo el capítulo 3 "Exigencias Mínimas Para Diseño de Instalaciones", se realizan exigencias por un lado a Unidades Generadoras y/o Centrales IBR y/o Sistemas de Almacenamiento y/o IBR por si sólo, lo cual lleva a confusión su interpretación y aplicabilidad técnica. Complementando lo anterior, en el Anexo Técnico de "Exigencias Mínimas de Instalaciones Basadas en Convertidores que se conectan al Sistema Eléctrico Nacional", se interpreta que se realizan exigencias para	Solicitamos rehacer las definiciones y los conceptos, para que haya una coherencia en todo el texto de la NT de S y CS y sus Anexos, y pueda ser aplicable por todas las instalaciones del SEN. Como ejemplo, se podría modificar la definición de un IBR por "Recursos Basados en Inversores", identificar y definir cuales son las unidades generadoras que utilizan inversores y los Sistemas de Almacenamiento de Energía que utilizan Inversores.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			todos los tipos de IBR (Unidades Generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Convertidores de Corriente Continua y Equipos de Compensación Reactiva), sin realizar un desglose por categoría o tecnología. Lo anterior, imposibilita la correcta implementación de lo que debierá buscar en dicho Anexo Técnico para la correcta conexión de las Instalaciones Basadas en Convertidores. Cabe mencionar, que todo el texto de la NT S y CS y sus Anexos, con las nuevas definiciones, conceptos agregados y otros conceptos eliminados, confunde y conlleva a variadas interpretaciones, que dificultan la Aplicabilidad de la Norma en todos sus Capítulos y Anexos.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
417	Guacolda Energía SpA	5-72	El articulo indica que el SI deberá operar con los requerimientos mínimos de Fortaleza definido para cada AtC, esto limita la operación por lo que se sugiere cambiar la redacción para que el SI deberá operar al menos con los requerimientos mínimos de fortaleza...	En Estado Normal y Alerta, el SI deberá operar **al menos** cumpliendo con los requerimientos mínimos de Fortaleza definido para cada AtC, conforme con los resultados del último “Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN”, cuyos lineamientos se establecen en el TÍTULO 6-8 de la presente NT. Adicionalmente, el SI deberá operar cumpliendo con los requerimientos mínimos de Robustez de Frecuencia definidos para cada AfC, conforme los resultados del mismo Estudio.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
431	Generadoras de Chile A.G.	General	**1. Certeza regulatoria frente a cambios en la clasificación de redes débiles y fuertes** El Anexo establece que las instalaciones que se conecten en redes clasificadas como débiles no deberán degradar la fortaleza existente en el ATC. Asimismo, el Estudio de Robustez, de carácter anual, tiene la facultad de reclasificar áreas de fuertes a débiles (y viceversa). Sin embargo, los proyectos IBR suelen tardar más de un año desde su diseño hasta la puesta en operación, por lo que esta periodicidad puede introducir incertidumbre en la definición de los criterios de conexión. Se propone establecer un hito regulatorio claro a partir del cual una eventual reclasificación de un área no afecte los criterios aplicables a proyectos ya en desarrollo. En concordancia con la normativa vigente, se sugiere que dicho hito corresponda al Informe de Autorización de Conexión Preliminar emitido por el Coordinador. **2. Ausencia de exigencias mínimas de diseño para sistemas de almacenamiento de energía** El Capítulo establece exigencias de diseño para distintas instalaciones, pero no incluye requerimientos mínimos aplicables a los sistemas de almacenamiento de energía (SAE). Esto resulta crítico, considerando que, según la CNE, se proyecta que la capacidad instalada de almacenamiento alcance los 6.100 MW a 2026. La falta de estándares podría comprometer la seguridad del sistema, generar asimetrías competitivas y afectar el principio de neutralidad tecnológica. Se solicita incorporar exigencias mínimas de diseño para los SAE, en línea con los principios de seguridad, igualdad competitiva y neutralidad tecnológica. **3. Alcance de aplicación de las modificaciones normativas**	**Artículo [nuevo] – Criterios de aplicación de las exigencias y estabilidad regulatoria de conexión** Para efectos de otorgar certeza regulatoria a los proyectos en desarrollo, se establece que una eventual reclasificación de un Área de Transmisión Coherente de fuerte a débil, o viceversa, derivada de la actualización anual del Estudio de Robustez, no modificará los criterios de conexión aplicables a las instalaciones que ya cuenten con un Informe de Autorización de Conexión Preliminar emitido por el Coordinador. **Disposición Transitoria** Las nuevas Exigencias Mínimas para el Diseño de Instalaciones contenidas en el Capítulo 3 de la NTSyCS, así como las Exigencias Mínimas para Instalaciones Basadas en Convertidores que se conecten al Sistema Eléctrico Nacional establecidas en el presente Anexo Técnico, serán aplicables únicamente a instalaciones que se declaren en construcción con posterioridad a la publicación de la nueva Norma Técnica en el Diario Oficial.	Se acoge parcialmente	Las temáticas planteadas se responden en: respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil", respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR" y respuesta tipo "Disposiciones transitorias asociadas al Capítulo 3 de la NTSyCS".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Se propone que las nuevas exigencias del Capítulo 3 y del Anexo Técnico sobre IBR se apliquen únicamente a instalaciones declaradas en construcción con posterioridad a la publicación de la norma. Para instalaciones existentes, su aplicación debería limitarse a casos en que el Coordinador identifique una necesidad real y justificada de soporte al sistema, respaldada en estudios técnicos tales como los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN. **4. Necesidad de clarificar el mecanismo de remuneración** El Anexo contempla nuevas exigencias que eventualmente podrían implicar inversiones adicionales para los Coordinados. No obstante, la normativa no establece un mecanismo de remuneración o reconocimiento de costos para estas exigencias. Se considera necesario que la autoridad clarifique este aspecto, a fin de otorgar certeza a la industria respecto de los alcances y aplicación de dichas inversiones.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
432	Generadoras de Chile A.G.	1-6	La presente actualización de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio incorpora nuevas definiciones y conceptos, tales como Instalaciones Basadas en Convertidores (IBR), que abarcan Unidades Generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Convertidores de Corriente Continua y Equipos de Compensación Reactiva. Asimismo, se introduce la definición de Central IBR, que puede interpretarse como unidades generadoras solares y eólicas. No obstante, se identifican las siguientes inconsistencias y ambigüedades: 1. Falta de claridad en la aplicación de exigencias - En el Título 3-3 “Instalaciones de Generación y Sistemas de Almacenamiento de Energía”, las exigencias se formulan respecto de “unidades de generación” (sin distinguir si son síncronas o no) y respecto de “Sistemas de Almacenamiento de Energía”, sin precisar si estos corresponden o no a IBR. - Esta redacción puede llevar a interpretar que todas las tecnologías de almacenamiento (sin distinción de si operan mediante convertidores o no) quedan sujetas a las mismas exigencias. 2. Ejemplo de confusión práctica - En el Artículo 3-10 “Tiempo Mínimo de Operación”, se establecen requisitos para Sistemas de Almacenamiento sin diferenciar entre aquellos basados en convertidores y los que no lo están. Así, tecnologías de almacenamiento distintas (como centrales hidroeléctricas de bombeo o instalaciones termoeléctricas con almacenamiento térmico) podrían quedar sujetas a exigencias que no son técnica ni operativamente equivalentes a las de una Central IBR. 3. Ambigüedad en el Anexo Técnico de IBR	Se solicita revisar y rehacer las definiciones y conceptos incluidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y en sus Anexos, de manera que exista coherencia terminológica a lo largo de todo el texto normativo y que, al mismo tiempo, se asegure su aplicabilidad a todas las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			- El Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Instalaciones Basadas en Convertidores que se conecten al SEN formula exigencias generales para todos los tipos de IBR, sin un desglose específico por categoría o tecnología (unidades generadoras solares, eólicas, sistemas de almacenamiento, convertidores HVDC, equipos FACTS, etc.). - Esta falta de diferenciación dificulta la correcta implementación y genera incertidumbre sobre los criterios técnicos que deben cumplir cada tipo de instalación. 4. Impacto normativo - La coexistencia de nuevas definiciones, conceptos eliminados y la falta de uniformidad en el uso de los términos a lo largo de la NT SyCS y sus Anexos genera confusión regulatoria y múltiples interpretaciones, lo que complejiza la aplicabilidad práctica de la norma en todas sus secciones.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
433	Generadoras de Chile A.G.	1-7	Las definiciones incluidas en el Artículo 1-7 presentan ambigüedades que dificultan su aplicación práctica y pueden dar lugar a interpretaciones dispares en el diseño, especificación y análisis de proyectos, así como en la evaluación del estado del sistema. En particular, la definición de "Red Débil" (Definición 88) resulta poco precisa y debiera sustentarse en condiciones mínimas y métricas de referencia que otorguen previsibilidad, transparencia y reproducibilidad en los análisis, recomendándose el uso de indicadores técnicos reconocidos internacionalmente como SCR (Short Circuit Ratio), X/R, ROCOF, dP/dV o dQ/dV. Por su parte, la definición de "Severidad 4a" (Definición 106) representa potencialmente un nuevo estándar de desempeño y seguridad del sistema, pudiendo incluso modificar límites de transmisión relativos a la estabilidad, dado que resulta más crítica que las fallas actualmente utilizadas en el diseño. Sin embargo, su redacción es ambigua, ya que el concepto de "impedancia de falla pequeña" queda sujeto a la interpretación del lector y podría inducir a simulaciones con valores alejados de condiciones técnicas reales. En este sentido, se recomienda especificar un rango acotado y explícito de impedancias de falla aceptables o, alternativamente, definir un umbral máximo de tensión equivalente durante la falla (por ejemplo, Ufalla < 0,05 pu), de modo de reflejar escenarios probables y asegurar consistencia y comparabilidad en los estudios.	88. Red Débil Se entenderá por "Red Débil" aquella en la que las condiciones eléctricas locales limitan la capacidad de las instalaciones para mantener un desempeño estable y seguro ante perturbaciones. Esta calificación deberá sustentarse en métricas técnicas estandarizadas y reproducibles, ampliamente reconocidas a nivel internacional, tales como el Short Circuit Ratio (SCR), la relación X/R, la Rate of Change of Frequency (ROCOF), o indicadores de sensibilidad como dP/dV y dQ/dV, entre otros. La definición y aplicación de estos indicadores deberá asegurar previsibilidad, transparencia y consistencia en los análisis, permitiendo que los resultados sean comparables y replicables en el tiempo. "106. Severidad 4a: Cortocircuito trifásico a tierra con impedancia de falla en un rango acotado y representativo de condiciones reales del sistema, ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección. La impedancia de falla deberá definirse de modo tal que la corriente de cortocircuito sea elevada, aunque ligeramente inferior a la correspondiente a una falla con impedancia cero, garantizando que los valores utilizados en los estudios sean técnicamente consistentes y reproducibles."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar las respuestas tipo "Sobre la definición de Severidad 4a" y "Definición de Red Débil y Red Fuerte".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
434	Generadoras de Chile A.G.	3-6	La letra j) del Artículo 3-6 establece que las instalaciones que se conecten a una red considerada débil no deben reducir la fortaleza existente en el área de tensión. Este requisito, sin embargo, debe verificarse en los estudios de fortaleza de red realizados por el Coordinador, conforme a lo indicado en el Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconecten al SI”. En este contexto, no corresponde que las instalaciones determinen si una red débil se degrada, ya que su responsabilidad se limita a cumplir con lo establecido en los anexos técnicos aplicables. Es el Coordinador, en el marco de los estudios de fortaleza de red, quien debe establecer los requerimientos necesarios para garantizar que dichas instalaciones no provoquen degradación de la red. Asimismo, se solicita incorporar un requisito adicional que contemple la posibilidad de una falla que deje fuera de servicio la totalidad de la potencia de la unidad generadora o sistema de almacenamiento, de modo de reforzar el análisis de desconexiones completas en el diseño de instalaciones. Por otro lado, el Artículo 3-6 remite al Título 5-15 respecto de los estándares de fortaleza, pero dicho Título únicamente establece fórmulas para su cálculo, sin definir métricas o parámetros límite concretos. La Norma Técnica debiera fijar umbrales y parámetros explícitos que otorguen certeza y permitan analizar los proyectos dentro de plazos razonables, evitando que los resultados dependan de iteraciones o actualizaciones posteriores de estudios operativos. En relación con la letra a), que exige estudios electromagnéticos para evaluar los efectos de	j) Las instalaciones que se conecten a una red considerada débil no deberán reducir la fortaleza existente en el área de tensión correspondiente. Este requisito será verificado en los estudios de fortaleza de red realizados por el Coordinador, conforme a lo indicado en el Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconecten al Sistema Eléctrico Nacional”. k) Si un Coordinado decide instalar una Unidad Generadora o un Sistema de Almacenamiento de Energía cuya potencia nominal en su Punto de Conexión sea superior a la potencia nominal de la mayor unidad generadora existente a la fecha de puesta en servicio de su proyecto y, adicionalmente, exista una falla simple que pueda dejar fuera de servicio la totalidad de la potencia nominal en dicho Punto de Conexión, deberá realizar, previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos y electromagnéticos del sistema eléctrico que permitan evaluar los efectos de su desconexión intempestiva, considerando esta como una falla de Severidad 5. l) Los modelos requeridos para la ejecución de los estudios señalados en la letra anterior deberán ser entregados por el Coordinador, conforme a lo dispuesto en el Artículo 6-24 de la presente Norma Técnica. m) En caso de que los estudios determinen la necesidad de aumentar el requerimiento de reservas para Control de Frecuencia, evaluado en los términos establecidos en la Norma Técnica de Servicios Complementarios, el Coordinador podrá limitar el despacho de la unidad correspondiente.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de Red Débil". Respecto a lo observado en para el literal a) del presente artículo, esto es regulado en las disposiciones transitorias del Anexo Técnico IBR.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			desconexiones intempestivas, se solicita precisar si el Coordinador dispondrá de un modelo electromagnético del SEN para realizar dichas simulaciones, o si será responsabilidad de cada Coordinado generarlo. Además, debe aclararse el nivel de detalle requerido: si basta con simular únicamente el Área de Transmisión Comunal (ATC) o Área de Transmisión de Conexión (AfC) de la central, o si se requerirá un modelo de mayor extensión.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
435	Generadoras de Chile A.G.	3-9	Las modificaciones al aporte de reactivos para instalaciones IBR mediante curvas PQ presentan aspectos que requieren mayor claridad y ajustes. En primer lugar, se observa que, por el contexto de los cambios introducidos, los gráficos antiguos deberían eliminarse expresamente para evitar confusión normativa. En el caso de las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento (CRCA), no queda claro si el cumplimiento de la curva PQ debe realizarse considerando la potencia nominal total declarada de la central o únicamente la potencia correspondiente al sistema de almacenamiento. Por ejemplo, en una central híbrida de 100 MW, con 100 MW fotovoltaicos y 50 MW de almacenamiento, se requiere precisar si la curva PQ debe cumplirse en base a los 100 MW en todo momento o si, en condiciones de operación nocturna, puede aplicarse sólo respecto de los 50 MW de almacenamiento. Se propone que el artículo indique expresamente que el cumplimiento se evalúa sobre la potencia nominal aprobada en el Punto de Conexión, independientemente de la composición tecnológica de la instalación. Adicionalmente, se advierte que en el caso de instalaciones eólicas se amplían las exigencias de operación en Estado Normal, pero no se establecen disposiciones transitorias que permitan a las instalaciones actualmente en operación en el SEN adaptarse gradualmente a los nuevos requerimientos. En este sentido, se sugiere incorporar un régimen de transición que otorgue plazos y condiciones técnicas claras, resguardando la seguridad operativa del sistema y la certeza regulatoria de los proyectos existentes.	Las Unidades Generadoras basadas en inversores, incluidas las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento (CRCA) y los Sistemas de Almacenamiento de Energía, deberán ser capaces de operar en forma permanente entregando o absorbiendo potencia reactiva en el Punto de Conexión al Sistema Interconectado, considerando la potencia nominal aprobada en dicho punto de conexión, para tensiones dentro del rango de Estado Normal. En el caso de las CRCA, el cumplimiento de la curva PQ se evaluará respecto de la potencia nominal total declarada de la instalación en el Punto de Conexión, independientemente de la condición operativa de sus componentes (generación renovable y almacenamiento). Se elimina expresamente del presente artículo toda referencia y gráficos antiguos de curvas PQ, quedando reemplazados por la obligación establecida en los incisos precedentes. Considerar un transitorio para instalaciones que se encuentran en operación.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Disposiciones transitorias asociadas al Capítulo 3 de la NTSyCS".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
436	Generadoras de Chile A.G.	3-10	El Artículo 3-10, relativo al "Tiempo Mínimo de Operación", presenta dificultades de interpretación debido a la incorporación de nuevas definiciones en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT SyCS), tales como Instalaciones Basadas en Convertidores (IBR), dentro de las cuales se incluyen Unidades Generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Convertidores de Corriente Continua y Equipos de Compensación Reactiva. Asimismo, la Norma introduce la definición de Central IBR, que podría interpretarse como aplicable únicamente a Unidades Generadoras de origen solar o eólico. En particular, la Tabla del Artículo 3-10 relativa al "Tiempo Mínimo de Operación" considera a los Sistemas de Almacenamiento como si fuesen IBR, desconociendo que existen tecnologías de almacenamiento que deberían estar sujetas a exigencias similares a las de una central hidráulica o termoeléctrica, y no a las de una central IBR.	"Para efectos de este Artículo y de los Anexos correspondientes, se deberá rehacer y precisar las definiciones aplicables a fin de otorgar coherencia normativa en todo el texto de la NT de Seguridad y Calidad de Servicio y sus Anexos. En particular, se propone sustituir la denominación de 'Instalaciones Basadas en Convertidores (IBR)' por 'Recursos Basados en Inversores (RBI)', identificando expresamente qué unidades generadoras utilizan inversores y cuáles Sistemas de Almacenamiento de Energía se encuentran bajo esta categoría."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador".
437	Generadoras de Chile A.G.	3-20	El artículo establece las variables mínimas que deberán ser supervisadas por el Coordinador para unidades generadoras y SAE. Sin embargo, para el caso de Centrales IBR, Sistemas de Almacenamiento de Energía y motores diésel, se señala de manera genérica que "las variables a supervisar serán, al lo menos, aquellas que representen el comportamiento de la instalación en su conjunto medidas en su Punto de Conexión al SI", sin definir criterios técnicos claros. La falta de un criterio definido para el monitoreo de instalaciones IBR, SAE y motores diésel otorga excesiva discrecionalidad al Coordinador y genera incertidumbre respecto de las variables que deberán implementarse en los sistemas de supervisión. Resulta necesario precisar lineamientos técnicos	"Para las Centrales IBR, Sistemas de Almacenamiento de Energía y motores diésel, las variables a supervisar deberán corresponder, al menos (...) El Coordinador podrá requerir variables adicionales cuando se justifique para fines de supervisión y coordinación de la operación del SI."	No se acoge	Lo solicitado por el agente se encuentra fuera del alcance de la presente modificación normativa. Se deja constancia que la actual modificación normativa responde a ajustes urgentes identificados por la Comisión, orientados a resguardar la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional. Estas modificaciones fueron presentadas en la sexta sesión del Comité Consultivo y expuestas a la industria en el borrador publicado en el marco de la presente Consulta Pública. Cabe destacar que, el proceso de modificación de la NTSyCS concluirá con la revisión integral de la Norma Técnica, cuyo proyecto de modificación de norma técnica será sometido a Consulta Pública en una etapa posterior, conforme al

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			mínimos que aseguren homogeneidad en la supervisión de estas tecnologías.			Plan Normativo aprobado mediante la Resolución Exenta N°618 de 2023.
438	Generadoras de Chile A.G.	5-5	El artículo 5-5 fue modificado para incorporar que la planificación del SI podrá considerar los criterios de Robustez definidos en el Título 5-15 de la presente Norma Técnica. Sin embargo, al estar redactado en términos de posibilidad, se entiende que su aplicación es opcional. Esto podría limitar la integración efectiva de los criterios de robustez, que no sólo deben aplicarse en la planificación del SI, sino también en coherencia con la provisión de Servicios Complementarios y en la operación del sistema.	"La planificación para el desarrollo del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1, definido según lo establecido en el Artículo 1-7 numeral 36. Asimismo, deberá considerar aquellos criterios de Robustez definidos en el TÍTULO 5-15 de la presente Norma Técnica. En los estudios de planificación, la aplicación del Criterio N-1 solo podrá utilizar recursos EDAC, EDAG o ERAG supervisados por frecuencia o por tensión. Las instalaciones de los STD que operen con Enmallamiento también deberán dar cumplimiento a los criterios de planificación indicados en el presente artículo."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".
439	Generadoras de Chile A.G.	5-24	El artículo establece una exigencia explícita de aporte de potencia reactiva en Estado de Alerta para las unidades generadoras sincrónicas, indicando que deberán alcanzar el 100% de la capacidad máxima definida en su diagrama P-Q. Sin embargo, al referirse a las Centrales IBR o Sistemas de Almacenamiento de Energía, sólo se señala que la potencia reactiva deberá cumplirse en el Punto de Conexión, sin precisar cuál es la exigencia que aplica en este caso.	"En Estado de Alerta, la potencia reactiva aportada por cada unidad generadora sincrónica deberá poder alcanzar el 100% de la capacidad máxima definida en el diagrama P-Q de cada unidad, por un tiempo no superior a 30 minutos, siempre que la tensión en los terminales de la unidad generadora esté comprendida en los rangos admisibles de operación de cada unidad. En el caso de Centrales IBR o Sistemas de Almacenamiento de Energía...".	Se acoge parcialmente	Se actualiza redacción del Artículo en el tenor de lo observado.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
440	Generadoras de Chile A.G.	5-31	El artículo no establece con claridad cómo se validará la condición de "estabilidad transitoria" en lo referido a las interacciones de control. En particular, surge la duda respecto de si este requisito se verificará mediante simulaciones RMS convencionales o si se requerirá el uso de análisis en el dominio electromagnético (EMT).	"Para efectos de la verificación de estabilidad transitoria frente a interacciones de control, el Coordinador deberá aplicar metodologías de simulación consistentes con la dinámica del fenómeno en evaluación. Dichas verificaciones podrán realizarse mediante modelos RMS o EMT, según corresponda a la naturaleza de las interacciones, y deberán estar sustentadas en los lineamientos técnicos establecidos en la presente NT y en los estudios de robustez del SEN."	No se acoge	Las interacciones de control responden a un fenómeno local de ajustes en los parámetros de las IBR, por tanto, no es adecuada su mención en el Artículo 5-31 de la NTSyCS, el cual tiene un carácter general de estándar de la recuperación dinámica del SI. Con todo, se elimina su mención en el artículo en cuestión.
441	Generadoras de Chile A.G.	5-34	El artículo establece una curva de recuperación de tensión con valores de hasta 1,3 p.u., lo que podría generar incompatibilidades con ciertas instalaciones IBR que no soportan tales sobretensiones y que, para resguardar su integridad, podrían desconectarse antes de alcanzar dicho valor. La norma no contempla explícitamente estas condiciones. En este sentido, resulta necesario que la norma establezca límites o bandas de tensión que reconozcan situaciones en las cuales las instalaciones, por criterios de autoprotección, puedan desconectarse sin ser consideradas incumplimientos normativos. Esto otorgaría certeza regulatoria a los agentes y, al mismo tiempo, resguardaría la operación segura del sistema.	"La curva de recuperación de tensión definida en el presente artículo corresponde a condiciones del sistema eléctrico. No obstante, con el objeto de resguardar la integridad de las instalaciones, podrán establecerse bandas de tensión máximas admisibles para unidades IBR, dentro de las cuales éstas podrán desconectarse del sistema por criterios de autoprotección, sin que ello sea considerado un incumplimiento, siempre que tales condiciones se encuentren previamente coordinadas y fundamentadas en los estudios de protección y de robustez respectivos."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Umbral de sobretensión en la recuperación dinámica".
442	Generadoras de Chile A.G.	5-46	El artículo 5-46 establece que el Límite de Estabilidad de Frecuencia deberá considerar un margen de seguridad, el cual se definirá con base en los resultados del Estudio de Robustez. Sin embargo, no se explicita cuáles resultados específicos de dicho Estudio deben ser utilizados para la determinación del margen. Asimismo, en el primer párrafo del artículo se hace referencia a exigencias de recuperación	"Para la configuración de demanda y generación más desfavorable, considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-32, el Límite por Estabilidad de Frecuencia deberá considerar un margen de seguridad adecuado para garantizar la estabilidad de la frecuencia en Estado Normal o de Estado de Alerta, de manera tal que se cumplan los requerimientos de recuperación dinámica actualmente definidos en esta Norma Técnica y en el último Estudio de	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la reincorporación del Artículo 5-35".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			dinámica previamente contenidas en el artículo 5-35, cuyo detalle fue eliminado, sin precisar cuáles serán los nuevos requerimientos que se considerarán en su reemplazo.	Requerimientos de Robustez del SEN. Para la determinación del margen de seguridad, se considerarán los siguientes resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN: (...)"		
443	Generadoras de Chile A.G.	5-72	El artículo 5-72 indica que el Sistema Interconectado deberá operar con los requerimientos mínimos de Fortaleza definidos para cada AtC. Esta redacción podría interpretarse como un límite rígido a la operación del sistema, en circunstancias donde debería establecerse que los requerimientos mínimos constituyen un piso.	En Estado Normal y en Estado de Alerta, el Sistema Interconectado deberá operar al menos cumpliendo con los requerimientos mínimos de Fortaleza definidos para cada AtC (Área de Tensión Coherente), conforme a los resultados del último "Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN", cuyos lineamientos se establecen en el Título 6-8 de la presente Norma Técnica. Adicionalmente, el Sistema Interconectado deberá operar al menos cumpliendo con los requerimientos mínimos de Robustez de Frecuencia definidos para cada AfC (Área de Frecuencia Coherente), conforme a los resultados del mismo Estudio.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".
444	Generadoras de Chile A.G.	5-74	El artículo no define los umbrales de actuación de EDAC. Los umbrales de actuación de EDAC deben estudiarse periódicamente y surgir de un análisis técnico-económico que considere costos de reserva, energía no suministrada, montos de desbalance con su componente probabilística, zonificación y criterios de selectividad. La ausencia de definición explícita en la Norma genera incertidumbre respecto de los parámetros a aplicar. Se estima necesario que la NT establezca umbrales técnicos frontera, tales como ROCOF y NADIR, que no dependan exclusivamente de estudios de operación u optimización posteriores.	"Los umbrales de actuación de EDAC deberán definirse considerando criterios técnicos frontera, tales como valores de ROCOF y NADIR, establecidos en el Anexo Técnico correspondiente. Estos umbrales serán objeto de revisión periódica mediante estudios de optimización técnico-económica que incluyan, al menos, los costos de la reserva, los costos de energía no suministrada, los montos de desbalance y sus probabilidades asociadas, junto con criterios de zonificación y selectividad en la operación."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
445	Generadoras de Chile A.G.	5-75	El artículo no es claro respecto al dominio en que debe evaluarse el valor eficaz. Se requiere precisar si el valor eficaz hace referencia únicamente a la componente fundamental o si debe considerar también las distintas componentes armónicas, así como la ventana temporal de cálculo. Esto cobra relevancia en el uso del indicador en simulaciones EMT, por lo que la Norma debería dejar establecido explícitamente la forma en que se determina el valor eficaz a partir de una señal cualquiera. Asimismo, resulta necesario que la Norma explicite los valores umbrales admisibles del indicador IDD definido.	Se propone complementar el articulo según la observación adjunta.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de IDD e IDD normativo".
446	Generadoras de Chile A.G.	6-46	El artículo 6-46 establece la obligación del Coordinador de realizar el Estudio de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional, pero no explicita la periodicidad con la que debe llevarse a cabo dicho estudio. La ausencia de esta precisión podría generar incertidumbre sobre la oportunidad en la detección temprana de necesidades de robustez en el sistema eléctrico. Resulta relevante que la periodicidad quede expresamente señalada en la Norma Técnica, en línea con los objetivos de seguridad y calidad de servicio. En caso de que esta periodicidad se encuentre definida en el Anexo Técnico, sería conveniente que el artículo lo indique de forma explícita, asegurando coherencia normativa y evitando interpretaciones dispares respecto de la frecuencia con la que el Coordinador debe ejecutar este estudio.	El Coordinador deberá realizar el Estudio de Requerimientos de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional conforme a lo establecido en el Anexo Técnico “Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez” de la presente Norma Técnica. La periodicidad del Estudio será la definida en el referido Anexo Técnico.	Se acoge parcialmente	Se precisa en redacción de Artículo 6-46 que la periodicidad del Estudio de Análisis de Robustez del SEN es indicada en el respectivo Anexo Técnico de este estudio.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
495	Sonnedix Chile Holding SpA	General	Del alcance, no se entiende explícitamente que esta NT y sus respectivos Anexos no aplican a los segmentos de PMGD y Netbilling, que también son centrales IBR. Sin embargo, estos segmentos tienen NTs específicas con sus requerimientos específicos, por lo que se sugiere dejar explícito que estas exigencias aplican a centrales conectadas en transmisión.	Artículo 1-1. Según lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante La Ley, y su reglamentación vigente, el objetivo general de la presente Norma Técnica es establecer las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados. Dado que para satisfacer varias de estas exigencias en sistemas interconectados se requiere una adecuada coordinación de los diferentes agentes involucrados, en esta Norma Técnica se establecen exigencias particulares que deben cumplir los concesionarios de cualquier naturaleza, propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien explote, a cualquier título, centrales eléctricas generadoras conectadas en el sistema de transmisión; líneas de transmisión a nivel nacional, zonal, para polos de desarrollo y dedicados; líneas de interconexión entre sistemas interconectados; enlaces HVDC; equipos de compensación de energía; Sistemas de Almacenamiento de Energía; instalaciones que provean servicios complementarios; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumos de usuarios no sometidos a fijación de precios abastecidos directamente desde el sistema de transmisión, sujetos a la coordinación de la operación del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “Coordinador”. Lo expuesto es sin perjuicio de otra normativa que efectúe exigencias particulares a los distintos agentes antes mencionados.	Se acoge parcialmente	Las disposiciones aplicables a los PMGD se encuentran establecidas en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión. Sin perjuicio de lo anterior, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y sus anexos técnicos les serán aplicables únicamente en aquellas materias que dicha normativa señale expresamente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
496	Sonnedix Chile Holding SpA	3-6	Se eliminó los numerales i) y j). Esto tiene relación con el AGC (CSF) y CPF. No es evidente este requerimiento en el Anexo técnico de IBR. Se sugiere aclarar si se reemplaza o se elimina la funcionalidad.		No se acoge	Las exigencias asociadas al CPF y la disposición de AGC se encuentran en la letra f) del artículo 3-6 de la NTSyCS.
497	Sonnedix Chile Holding SpA	3-6	Se sugiere que el CEN establezca con claridad el requerimiento desde un principio para una planta que se conecta a un punto de conexión dado y no esperar al desarrollo de los estudios de interconexión. Los inversores se deben elegir con anterior a la etapa de conexión.	Aquellas instalaciones que se interconecten no deberán degradar la Fortaleza existente en el Área de Tensión Coherente. Se entenderá que no degrada la Fortaleza cuando su operación no deteriora el desempeño de los estándares señalados en el TÍTULO 5-15. Lo anterior deberá ser verificado con ocasión de la etapa de acceso abierto según se describe en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" de la presente NT.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".
498	Sonnedix Chile Holding SpA	3-6	Se sugiere que la definición si una Red es Débil o Fuerte se extienda por algunos años, por ejemplo el mismo horizonte del Estudio de Robustez. Lo anterior, para efectos de dar certeza a los desarrolladores sobre el tipo de infraestructura y control que se debe instalar, sin tener que modificar ajustes/hardware tan frecuentemente.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
513	Cerro Dominador CSP S.A.	3-9	El artículo establece una nueva y más exigente curva P-Q para los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) y la componente de almacenamiento de las CRCA. Considerando que dicha exigencia está intrínsecamente ligada a las capacidades de diseño del hardware principal de la instalación (inversores/PCS), el cual en las plantas existentes fue dimensionado y adquirido conforme a la normativa vigente en su momento; Se solicita confirmar si se establecerá un mecanismo de justificación por imposibilidad técnica de cumplir con la totalidad del rango operativo de la nueva curva P-Q, sin necesidad de reemplazar el equipamiento primario.	Se propone incorporar el siguiente texto al final del nuevo artículo 3-9: Las exigencias de capacidad de potencia reactiva descritas en el presente artículo serán obligatorias para todas las instalaciones nuevas. Para aquellas instalaciones que se encuentren en operación con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente norma, sus titulares podrán presentar al Coordinador un informe técnico fundado que justifique la imposibilidad de dar cumplimiento a la totalidad de la curva P-Q aquí establecida, debido a limitaciones de diseño de su equipamiento primario. En caso de ser acogida dicha justificación, el Coordinador oficializará	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Disposiciones transitorias asociadas al Capítulo 3 de la NTSyCS".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				la curva P-Q máxima técnicamente factible para la instalación, la cual constituirá su exigencia de cumplimiento.		
522	Acera A.G.	5-70	En el segundo inciso se indica lo siguiente: "Tratándose de ~~**parques eólicos o fotovoltaicos**~~ **IBR**, éstos deberán limitar además la contribución a la contaminación de la red, medidas en el Punto de Conexión al SI, según los estándares siguientes:" Para mejor entendimiento del artículo se solicita reemplazar IBR por "Centrales IBR" que es lo que se encuentra dentro de las definiciones del artículo 1-7.	Tratándose de ~~parques eólicos o fotovoltaicos~~ **Centrales IBR**, éstos deberán limitar además la contribución a la contaminación de la red, medidas en el Punto de Conexión al SI, según los estándares siguientes:	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador".
523	Acera A.G.	6-29	En el literal e) se indica lo siguiente: "Las **IBR** mantengan sincronismo durante y después de despejada la falla, siendo capaces de alcanzar una condición de operación estable." Para mejor comprensión se solicita utilizar la expresión "Instalación Basada en Convertidores" que se encuentra dentro de las definiciones del capítulo 1-6.	e) Las **Instalación Basada en Convertidores** mantengan sincronismo durante y después de despejada la falla, siendo capaces de alcanzar una condición de operación estable.	No se acoge	La abreviatura IBR se encuentra definida en el artículo 1-6 de la NTSyCS.
524	Acera A.G.	7-39	En el segundo inciso se indica lo siguiente: " Las IBR deberán iniciar su inyección de potencia activa conforme a las instrucciones del Coordinador." Para mejor entendimiento del artículo se solicita reemplazar IBR por "Centrales IBR" que es lo que se encuentra dentro de las definiciones del artículo 1-7.	Las **Centrales IBR** deberán iniciar su inyección de potencia activa conforme a las instrucciones del Coordinador.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
569	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	1-7	Necesidad de revisar definiciones de red débil y red fuerte (Artículo 1-7, número 88 y 89) y alinearla con estándares o guías internacionales, por ejemplo, publicadas por Cigre (Towards Systems Strength, CIGRE 21). En la propuesta de NT se indica: Red Débil: Es aquel subsistema del SI que presenta una alta sensibilidad ante perturbaciones donde una pequeña variación en los flujos de potencia activa o reactiva provoca cambios significativos en la tensión o frecuencia del sistema eléctrico, lo que podría implicar el no cumplimiento de los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio. Esta condición está asociada a una baja Robustez. Se sugiere utilizar la siguiente definición de Red Débil: "Se entenderá que un área del sistema se clasifica como un Red Débil cuando se observe alguna de las siguientes condiciones: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34.” c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS.	Se sugiere utilizar la siguiente definición de Red Débil: "Se entenderá que un área del sistema se clasifica como un Red Débil cuando se observe alguna de las siguientes condiciones: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34.” c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de Red Débil y Red Fuerte".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia."			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
570	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	1-7	Necesidad de revisar definiciones de robustez de frecuencia y tensión (Artículo 1-7, número 98 y 99). Robustez de Frecuencia: Capacidad de un sistema eléctrico para mantener y controlar la frecuencia, en cualquier punto de este, dentro de márgenes aceptables y recuperar su valor nominal tras perturbaciones que generen desequilibrios entre generación y demanda. La robustez de frecuencia depende de la inercia del sistema, la magnitud y velocidad de despliegue de las reservas de potencia activa, así como de las características de los reguladores de velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y del Controlador de Frecuencia/Potencia implementado en los IBR. Robustez de Tensión o Fortaleza: Capacidad de un sistema eléctrico para mantener y controlar la forma de onda de la tensión, en cualquier punto del sistema eléctrico, dentro de márgenes aceptables y recuperar dichos niveles tras perturbaciones que afecten los flujos de potencia activa o reactiva. La robustez de tensión depende de factores, tales como el Enmallamiento, la disponibilidad y velocidad de respuesta de los recursos de control de tensión, los niveles de cortocircuito del sistema eléctrico y las características de los controladores de tensión de las unidades generadoras sincrónicas e IBR. Necesidad de incluir métricas específicas. Es crítico notar que los sistemas son robustos ante ciertas condiciones externas definidas. En general, los sistemas no serán robustos ante condiciones externas mayores a las definidas. En ese contexto, el definir los límites ante los cuales un sistema es robusto es un aspecto crítico y debiera ser especificado.	Se sugiere: Robustez de Frecuencia: Capacidad de un sistema eléctrico para mantener y controlar la frecuencia tanto en Estado Normal, Estado de Alerta como en Estado de Emergencia. En Estado de Emergencia, la robustez de frecuencia se evalúa ante variaciones normales de generación y demanda. Robustez de Tensión o Fortaleza: Capacidad de un sistema eléctrico para mantener y controlar la frecuencia tanto en Estado Normal, Estado de Alerta como en Estado de Emergencia. En Estado de Emergencia, la robustez de tensión se evalúa ante variaciones normales de generación y demanda.	No se acoge	Las definiciones mencionadas por el agente tienen por objeto establecer los conceptos generales de Robustez de frecuencia y tensión, en coherencia con el carácter descriptivo de esta sección de la norma, la cual se limita a precisar los términos y definiciones. No obstante, el detalle de indicadores cuantitativos para evaluar Robustez de frecuencia y tensión es abordado en detalle en el Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del SEN.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
571	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	1-7	Necesidad de revisar definición de severidades (Artículo 1-7, número 102 y 111) de manera que refleje posibles fallas múltiples (o propagación de fallas) en condición de red débil, en un contexto de existencia de elementos con menor tolerancia de variaciones de frecuencia y tensión. En EEUU, el procedimiento NERC TPL-001-5 — Transmission System Planning Performance Requirements define escenarios de contingencia múltiple / propagación. Si no se incluye escenarios de propagación, la evaluación de estudios asociados a diseño de EDAC puede resultar en diseño de sistemas que no están preparados para enfrentar condiciones reales. También se tiene una perspectiva acotada de condiciones en las cuales se debe cumplir requerimiento de operación estable de islas en estado de emergencia, requerimiento de evitar Apagón Total. La evaluación de severidades que consideren propagación de contingencias se realizará SOLO en el contexto de evaluación y definición de recursos de servicios complementarios; NO se considerará para la evaluación y definición de obras de transmisión en el contexto de planificación de transmisión.	Para cada uno de los casos de Severidad que se han definido, el Coordinador deberá definir un nivel de propagación de falla que refleje al menos uno de los siguientes factores: 1. Reducción temporal de generación PMGD basada en inversores 2. Reducción temporal de generación distribuida MT/BT basada en inversores en instalaciones de clientes 3. Reducción temporal de generación de otro tipo de generación IBR tipo grid following 4. Reducción temporal o desconexión de otro tipo de generación. El Coordinador deberá definir la magnitud y ubicación de las reducciones de generación corresponda evaluar de manera complementaria para cada uno de los niveles de Severidad que se han definido.	No se acoge	Lo indicado por el observante corresponde a las definiciones de Contingencia Crítica o Contingencia Extrema. Las definiciones de las severidades responden a desconexiones intempestivas que afectan a una instalación particular y no a fallas múltiples.
572	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-6	Se agrega el requerimiento “las unidades generadoras sincrónicas deben disponer de los equipos requeridos para el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad (Artículo 3-6, letra d). El requerimiento es ambiguo y de alcance no acotado. Puede implicar desarrollo de nuevas inversiones de las cuales no deberían ser responsables.	Dado que se agregó el requerimiento “las unidades generadoras sincrónicas deben disponer de los equipos requeridos para el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad" (Artículo 3-6, letra d), se sugiere eliminarlo.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 348.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
573	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-6	Se indica: Aquellas instalaciones que se interconecten en una Red Débil no deberán degradar la Fortaleza existente en el Área de Tensión Coherente. Se entenderá que no degrada la Fortaleza cuando su operación no deteriora el desempeño de los estándares señalados en el TÍTULO 5-15. Lo anterior deberá ser verificado con ocasión a los estudios de interconexión señalados en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" de la presente NT (Artículo 3-6, letra j). Dado que evitar la degradación de una Red Débil es un requisito para la interconexión de generadores, los costos asociados a la adecuación de la infraestructura del sistema necesaria para que dicha conexión no debilite la red deberían de responsabilidad del generador que debilite la red. No se define qué ocurre con las instalaciones que se retiran ¿El alcance de los posibles efectos en la fortaleza de la red debería ser materia de la NTSyCS?	Dado que evitar la degradación de una Red Débil es un requisito para la interconexión de generadores, los costos asociados a la adecuación de la infraestructura del sistema necesaria para que dicha conexión no debilite la red deberían de responsabilidad del generador que debilite la red. Si bien lo indicado anteriormente no es materia directa de la NTSyCS, dado que se trata de una política pública que define requerimientos que tiene afectación en distintos ámbitos, los requerimientos deberían estar armonizados con otras políticas públicas que corresponda. Por otra parte, no se define qué ocurre con las instalaciones que se retiran y sus efectos en la fortaleza de red. Se sugiere considerar la correspondiente definición de requerimientos para evaluarlos los efectos de instalaciones que se retiran debería ser materia de la NTSyCS.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
574	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-8	Se elimina Artículo 3-8. Debería mantenerse una definición para generadores eólicos tipo 2, si es que hay instalados en el sistema generadores de dicho tipo.	Se elimina Artículo 3-8. Debería mantenerse una definición para generadores eólicos tipo 2, si es que hay instalados en el sistema generadores de dicho tipo. En caso contrario, la norma técnica no incluirá requerimientos para generadores eólicos tipo 2 que actualmente están instalados en el sistema.	No se acoge	Se establecen disposiciones transitorias para el cumplimiento de este artículo en el Anexo Técnico IBR. Se destaca que, actualmente no se encuentran conectados parques eólicos tipo 2 al Sistema Eléctrico Nacional. Esta situación se valida con la información técnica disponible, que indica que solo permanecen operativas dos instalaciones tipo 1: Parque Eólico Lebu y Parque Eólico Canela. El artículo 3-9 del borrador de la NTSyCS, menciona definiciones y clasificaciones internacionales adoptadas por la IEEE2800:2022, que a su vez se basa en la categorización establecida por WECC en 2014. Esta clasificación distingue cuatro tipos de tecnologías eólicas: Tipo 1: Turbinas con generador de inducción de jaula de ardilla conectado directamente a la red. Tipo 2: Turbinas con generador de inducción con rotor bobinado y control de resistencia variable. Tipo 3: Turbinas con generador de doble alimentación (DFIG) y convertidor parcial en el rotor. Tipo 4: Turbinas con generador desacoplado mediante convertidor completo (full converter).
575	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-9	Artículo 3-9 debería especificar requerimientos aplicables también a generadores eólicos tipo 2. Se sugiere incluir.	Artículo 3-9 debería especificar requerimientos aplicables también a generadores eólicos tipo 2. Se sugiere incluir ya que en caso contrario, la NT propuesta no incluirá requerimientos asociados a generadores eólicos tipo 2 instalados.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 574.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
576	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-10	Artículo 3-10 debería incluir también requerimientos asociados a generadores eólicos tipo 2, en caso contrario, la norma técnica no incluirá requerimientos asociados a los generadores eólicos tipo 2 instalados.	Artículo 3-10 debería incluir también requerimientos asociados a generadores eólicos tipo 2, en caso contrario, la norma técnica no incluirá requerimientos asociados a los generadores eólicos tipo 2 instalados.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 574.
577	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-11	En el Artículo 3-11, literal a), se indica: "Para la aplicación de lo indicado en el Artículo 3-10, las unidades o parques generadores deberán ser, a los menos, capaces de: a) Operar de manera estable y permanente en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz], para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 por unidad de la tensión nominal, medido en los terminales de la unidad generadora en el caso de unidades sincrónicas o en su Punto de Conexión en el caso de IBR, a cualquier nivel de potencia. [...]". No se establecen requerimientos en escenarios donde las tensiones están fuera del rango 0,95 y 1,05 p.u., luego, cualquier desempeño es posible. Lo anterior es relevante para condiciones post falla, ya que se puede producir una interacción compleja de dinámicas de operación. Se sugiere definir cómo deben operar las unidades en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz] cuando las tensiones están por fuera del rango 0,95 y 1,05 por unidad. En su defecto, si no se define y se presentan dichas condiciones, podría no cumplirse el requerimiento establecido en el Artículo 3-10.	No se establecen requerimientos en escenarios donde las tensiones están fuera del rango 0,95 y 1,05 p.u., luego, cualquier desempeño es posible.	No se acoge	La letra a) del artículo 3-11, establece expresamente que las unidades generadoras y SAE deben operar de manera estable y permanente en el rango de frecuencia 49-51 Hz, para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 pu, lo que define el marco operativo aplicable. Las condiciones fuera de dicho rango corresponden a escenarios de alerta o emergencia, regulados por otras disposiciones de la NTSyCS y sus Anexos Técnicos.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
578	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-11	Se modifica el Artículo 3-11, letra c, que indica el requerimiento de soportar tasas de cambios de frecuencia (RoCoF) de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. La modificación es que la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 100 [ms], en lugar de 500 [ms]. El hecho de aumentar la sensibilidad de medición del RoCoF del sistema disminuyendo la ventana de tiempo de 500 [ms] a 100 [ms] aumenta el riesgo de activación de EDAC del SEN, lo que degrada la calidad de servicio. Lo anterior se debe a que, ante perturbaciones en el sistema en condición de Red Débil, las tasas instantáneas de cambio de frecuencia son altas. Si se observa las oscilografias de los Estudios de Análisis de Falla del 29 de Marzo (EAF137-2025), 3 de Abril (EAF150-2025) y 5 de Abril (EAF159-2025), se puede verificar este aspecto. Uno de los aspectos identificados por el Coordinador en dichos análisis de falla, es que los parques ERV se desconectaron súbitamente en condiciones donde no debieron haberse desconectado. Si se reduce la ventana de tiempo de 500 [ms] a 100 [ms], los parques ERV podrán desconectarse, por diseño, ante fallas de similar naturaleza. Por otra parte, no se cuenta con antecedentes sobre las capacidades de soporte de variaciones de frecuencia generación convencional que actualmente cumple con los requerimientos de la NTSyCS en términos de tasa de cambio de frecuencia. Dado lo anterior, no es una buena práctica modificar el límite sin conocer si las unidades que se han instalado podrán cumplir el requerimiento. Luego, se sugiere mantener la ventana de	Se sugiere mantener la ventana de tiempo indicada en el Artículo 3-11, literal c) en 500 ms.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Periodo de tiempo para la medición de la tasa de cambio de la frecuencia".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			tiempo indicada en el Artículo 3-11, literal c) en 500 ms.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
579	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	5-32	En el Artículo 5-32 se indica: “Para la aplicación del Artículo 5-31, en Estado Normal, las Contingencias Simples que deberán ser consideradas por el Coordinador y superadas sin pérdida de estabilidad sincronismo de las unidades generadoras del SI, son las siguientes: Contingencias Simples de Severidad 1 y 2, sin actuación de EDAC o EDAG.” Dado la existencia de elementos con menor capacidad de soporte de variaciones de frecuencia y tensión (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes), dicho requerimiento podría no cumplirse con las condiciones actuales del sistema. De hecho, actualmente en el sistema no se está cumpliendo dado que ha habido diversos eventos que terminan propagándose y controlándose, entre otras cosas, mediante la activación de EDAC. La solución a este desafío tiene distintas dimensiones: a.) fortalecer a los elementos más vulnerables a variaciones de tensión y frecuencia (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes); b.) robustecer la red; c.) permitir activación de EDAC o EDAG ante contingencias como condición normal.	Dado la existencia de elementos con menor capacidad de soporte de variaciones de frecuencia y tensión (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes), dicho requerimiento podría no cumplirse con las condiciones actuales del sistema. De hecho, actualmente en el sistema no se está cumpliendo dado que ha habido diversos eventos que terminan propagándose y controlándose, entre otras cosas, mediante la activación de EDAC. La solución a este desafío tiene distintas dimensiones: a.) fortalecer a los elementos más vulnerables a variaciones de tensión y frecuencia (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes); b.) robustecer la red; c.) permitir activación de EDAC o EDAG ante contingencias como condición normal.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 643.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
580	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	5-34	En el Artículo 5-34 se indica el requerimiento: "La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de ±10% en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia," lo que es incompatible con la curva con requerimientos de recuperación de tensión que se define en el mismo artículo. También se indica: "La tensión en las barras del ST no deberá exceder un 1,3 por unidad por un tiempo superior a 80 [ms], contando desde el instante del despeje de la falla." Lo que pareciera ser una sobre especificación respecto de estándares internacionales. En este contexto, se puede identificar que la curva que se define en el Artículo 5-34 tampoco en consistente con requerimientos internacionales, por ejemplo, IEEE 2800 o PRC 024 (NERC). La curva de requerimientos de recuperación de tensión indicada en el Artículo 5-34 también puede ser inconsistente con los tiempos de despeje de protecciones definidos en el Artículo 5-40.	Se debe modificar la curva que define la zona de soporte de variaciones de tensión de manera que sea consistente con estándares internacionales, como por ejemplo IEEE 2800 o PRC 024 (NERC). La curva de requerimientos de recuperación de tensión indicada en el Artículo 5-34 también debe ser consistente con los tiempos de despeje de protecciones definidos en el Artículo 5-40.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Umbral de sobretensión en la recuperación dinámica".
581	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	5-35	Se elimina el Artículo 5-35: En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 200 [kV] será igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en ST de tensión inferior a 200 [kV]. Se sugiere mantenerlo. También se sugiere limitar la reducción de frecuencia de manera que en ningún caso sea inferior a 47,5 Hz. Lo anterior debido a la	Se sugiere mantener el Artículo 5-35 y rescribirlo de la siguiente manera para que esté más armonizado con la vulnerabilidad que actualmente la NT CyO PMGD introduce con los requerimientos de soporte de reducciones de frecuencia en PMGDs: En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] será igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en ST de tensión inferior	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Artículo 5-35 de la NTSyCS".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			vulnerabilidad actual que tienen los PMGDs en términos de soporte de reducción de frecuencia.	a 66 [kV]. En ningún caso la frecuencia podrá descender de 47,5 [Hz].		
582	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	5-51	El Artículo 5-51 indica “En Estado de Emergencia, el SI deberá mantenerse estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo, inestabilidad de tensión o frecuencia, disgregación en Islas Eléctricas o Interacciones de Control frente a variaciones normales de la demanda y la generación.” Se sugiere precisar el alcance de “variaciones normales de la demanda y la generación”, que debería ser consistente con la aplicación de los requerimientos de la NT de SSCC para el caso de la definición del servicio de CPF y CSF, y su aplicación en la programación de la operación. De esta manera se precisa más claramente el alcance de la aplicación de dicho requerimiento y se definen los bordes bajo los cuales no es esperable que una isla se mantenga operando estable en Estado de Emergencia.	Se sugiere complementar el requerimiento del artículo 5-51 con una definición de "variaciones normales de demanda y generación". Por ejemplo, corresponden a variaciones normales de demanda y generación aquellas que determine el Coordinador en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas para la determinación del Control Primario de Frecuencia.	No se acoge	Lo solicitado por el agente se encuentra fuera del alcance de la presente modificación normativa. Se deja constancia que la actual modificación normativa responde a ajustes urgentes identificados por la Comisión, orientados a resguardar la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional. Estas modificaciones fueron presentadas en la sexta sesión del Comité Consultivo y expuestas a la industria en el borrador publicado en el marco de la presente Consulta Pública. Cabe destacar que, el proceso de modificación de la NTSyCS concluirá con la revisión integral de la Norma Técnica, cuyo proyecto de modificación de norma técnica será sometido a Consulta Pública en una etapa posterior, conforme al Plan Normativo aprobado mediante la Resolución Exenta N°618 de 2023.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
583	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	5-72	En el Artículo 5-72 se indica: “En Estado Normal y Alerta, el SI deberá operar cumpliendo con los requerimientos mínimos de Fortaleza definido para cada AtC, conforme con los resultados del último “Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN”, cuyos lineamientos se establecen en el TÍTULO 6-8 de la presente NT.” Si es un requisito cumplir con el requerimiento establecido en el Artículo 5-51, entonces las condiciones de operación que se definan para el sistema también deben garantizar que en Estado de Emergencia las zonas donde están instalados los generadores basados en inversores tendrán un nivel mínimo de fortaleza de red. En caso contrario, no se puede garantizar operación estable de la generación basada en inversores y por lo tanto, se podría propagar una falla con consecuencias que pueden incluso llevar a un Apagón Total. La necesidad de garantizar fortaleza de red en condición de operación en isla, es una lección aprendida post blackout del 28 de septiembre de 2016 en Australia. Reporte AEMO: “Black System South Australia 2016”, sección X.3, tabla 27.	En el Artículo 5-72 se indica: “En Estado Normal, de Alerta, y de Emergencia, el SI deberá operar cumpliendo con los requerimientos mínimos de Fortaleza definido para cada AtC, conforme con los resultados del último “Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN”, cuyos lineamientos se establecen en el TÍTULO 6-8 de la presente NT.”	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
584	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	5-73	En el Artículo 5-73 se indica: “Para efectos del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN indicado en el TÍTULO 6-8 de la presente NT, se deberá cumplir que, luego de ocurrida una Contingencia Simple de Severidad 4a, el índice de desempeño dinámico calculado en la barra del SI cuya localización sea la más cercana eléctricamente al lugar de ocurrencia de la falla, no exceda el 90% del valor del IDD requerido, calculado de acuerdo con el Artículo 5-75 de la presente NT.” No queda clara la métrica que se está estableciendo en el Artículo 5-73. No se indica cuál es el “valor del IDD requerido”. La métrica IDD, por distintos factores, es complejo determinarla en la práctica. Si no se tiene un proceso confiable de verificar los parámetros del modelo y la similitud de su respuesta con respuestas transitorias reales en el sistema eléctrico, se tiene un alto riesgo de que el índice IDD se determine sobre condiciones ideales distantes de la realidad. Si ello es así, pierde sentido. Se sugiere eliminar el uso del IDD.	Se sugiere eliminar el uso del IDD.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".
585	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	5-74	En el Artículo 5-74 se indica: “Para efectos del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN indicado en el TÍTULO 6-8 de la presente NT, deberá verificarse que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple de Severidad 5, los valores de frecuencia mínima y de RoCoF alcanzados por el sistema o subsistema eléctrico, cuando corresponda, medidos en la barra eléctricamente más cercana al punto de ocurrencia de la perturbación y calculado de acuerdo con el Artículo 5-76 de la presente NT, no den lugar a la actuación de un EDAC.” La aplicación del artículo, bajo las condiciones propuestas, implica verificar variaciones de frecuencia en una ventana de tiempo de 100	La aplicación del artículo, bajo las condiciones propuestas, implica verificar variaciones de frecuencia en una ventana de tiempo de 100 ms, que es más exigente que los requerimientos actuales de 500 ms. Lo anterior puede implicar modificaciones al EDAC de BF, particularmente a los escalones que se activan por RoCoF. Se sugiere mantener especificación de RoCoF utilizada en la actualidad.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Periodo de tiempo para la medición de la tasa de cambio de la frecuencia".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			ms, que es más exigente que los requerimientos actuales de 500 ms. Lo anterior puede implicar modificaciones al EDAC de BF, particularmente a los escalones que se activan por RoCoF.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
586	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	5-75	La definición del índice de desempeño dinámico establecido en Artículo 5-75 tiene los siguientes conflictos: a.) La magnitud depende del estado pre-falla del sistema, ya que en estado normal la tensión puede estar entre 0.95 y 1.05 p.u. b.) La tensión post-falla en régimen permanente es distinta a la tensión pre-falla, por lo que se tiene error permanente y el valor del IDD diverge. c.) El complejo validar que las oscilaciones transitorias son consistentes con la realidad del sistema ante una perturbación similar. d.) No se ha definido un estándar y tampoco se ha visto su aplicación a nivel internacional. e.) No refleja el hecho de que si la tensión está fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34, el inversor podría desconectarse (área de "may trip" acorde a estándares internacionales). Se sugiere eliminar la referencia al IDD teórico que se ha defido. Respecto a la evaluación prospectiva, como indicador de debilidad de red los siguientes factores: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5 (Ver Nota). b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34. c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la	Se sugiere eliminar la referencia al IDD teórico que se ha defido. Detalle en explicación adjunta en columna D.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia. Si se desea monitorear oscilaciones en el sistema, lo más práctico, antes de hacer simulaciones, es utilizar los recursos de infraestructura real disponible mediante el Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial (https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/07/Informe-Estudio-Modulo-de-Medicion-Fasorial-2024.pdf). Con los datos que cuenta el Coordinador, producto de la implementación del Módulo de Medición Fasorial, puede contar con información real sobre el nivel de oscilaciones en el sistema y tomar acción sobre los controladores que corresponda para reducir dichas oscilaciones, tal como se ha hecho, por ejemplo, en Australia. Nota: El SCR permite generar medidas gestionables en término de evaluar si un inversor en particular puede sorportar operar bajo las condiciones de SCR específicas, porque los proveedores de inversores trabajan, de manera estandarizada, en sus especificación con esa métrica. Los proveedores de inversores no trabajan o utilizan en su especificación el IDD definido por la CNE, lo que dificulta la verificación de la idoneidad del equipamiento.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
587	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	5-76	El Artículo 5-76 establece: “para efectos del cálculo de la frecuencia mínima y RoCoF en una barra *j* del sistema eléctrico después de ocurrida una perturbación, se calculará considerando una ventana de tiempo móvil de 100 ms.” La aplicación del artículo, bajo las condiciones propuestas, implica verificar variaciones de frecuencia en una ventana de tiempo de 100 ms, que es más exigente que los requerimientos actuales de 500 ms. Lo anterior puede implicar modificaciones al EDAC de BF, particularmente a los escalones que se activan por RoCoF.	Se sugiere mantener requerimiento actual para cálculo del RoCoF	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Periodo de tiempo para la medición de la tasa de cambio de la frecuencia".
588	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	6-46	El Artículo 6-46 indica: “El Coordinador deberá realizar el Estudio de Requerimientos de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional conforme a lo establecido en el Anexo Técnico “Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez” de la presente NT.” Se debe precisar cuándo y con qué frecuencia.	El Coordinador deberá realizar el Estudio de Requerimientos de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional conforme a lo establecido en el Anexo Técnico “Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez” de la presente NT. El estudio se realizará de manera anual.	Se acoge parcialmente	Se precisa en redacción de Artículo 6-46 que la periodicidad del Estudio de Análisis de Robustez del SEN es indicada en el respectivo Anexo Técnico de este estudio.
589	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	6-47	El Artículo 6-47, letra f, establece que entre los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez se debe incluir un conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda. Las medidas deberían tener una justificación técnica y económica.	El Artículo 6-47, letra f, debería establecer que entre los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez se debe incluir un conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica y económica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda.	No se acoge	De acuerdo con los ajustes y actualizaciones realizadas al Anexo Técnico de Estudio de Análisis de Robustez del SEN, se acota el alcance del mismo. El estudio realizará solamente un análisis de robustez sobre el SEN, identificando áreas coherentes y categorizándolas (redes fuertes o débiles). Por tanto, no se requiere un análisis de costo eficiencia.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
590	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	General	No se incluye curva que define condiciones de recuperación dinámica de frecuencia o áreas de frecuencia fuera de condición de riesgo de manera consistente con capacidad de soporte de variaciones de frecuencia de generadores PMGD y generadores detrás del medidor en redes MT/BT. Por ejemplo, el estándar NERC PRC 024, incluye:	No se debiera incluir una curva que defina las condiciones de recuperación dinámica de frecuencia o áreas de frecuencia fuera de condición de riesgo de manera consistente con capacidad de soporte de variaciones de frecuencia de generadores PMGD y generadores detrás del medidor en redes MT/BT.	No se acoge	Las disposiciones aplicables a los PMGD se encuentran establecidas en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión. Sin perjuicio de lo anterior, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y sus anexos técnicos les serán aplicables únicamente en aquellas materias que dicha normativa señale expresamente.
591	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	1-7	Definición "72. Modo de Operación Representativo" se usa en el contexto de definición de escenarios para el Estudio de Robustez. En este sentido, la definición debe corresponder a un modo de operación del sistema que sea representativo de una condición de despacho, lo que no queda claro con el texto propuesto.	72. Modo de Operación Representativo: Estado de despacho de la generación, carga, almacenamiento, redes de transmisión y otros elementos relevantes del sistema eléctrico, que en su conjunto corresponden a una condición de operación del sistema eléctrico que es representativa de una o más condiciones reales de operación del sistema.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".
592	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	1-7	En la definición "106. Severidad 4a" se indica: "Cortocircuito trifásico a tierra con impedancia de falla pequeña, ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección. **La impedancia de falla deberá ser tal que, la corriente cortocircuito sea elevada, aunque ligeramente inferior a la correspondiente a una falla con impedancia cero.**" Se tiene como observación que la definición es ambigua, toda vez que existen infinitos valores de corriente de cortocircuito que cumplen con la condición "la corriente cortocircuito sea elevada, aunque ligeramente inferior a la correspondiente a una falla con impedancia cero." Adicionalmente, en la propuesta de borrador de la NTSyCS no se ha definido un criterio o metodología para determinar la impedancia de falla de una forma objetiva, lo		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			que permite espacio a discrecionalidad. Lo anterior es especialmente relevante toda vez que el cumplimiento de la métrica "IDD" propuesta en el artículo 5-75 depende directamente de la corriente de cortocircuito. Asimismo, la clasificación de si el subsistema que se está analizando corresponde a una Red Débil o no dependerá directamente de la impedancia de falla que se elija en los estudios que se realicen.			
593	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-6	En el artículo 3-6, literal a), se indica "Si un Coordinado decide instalar una unidad generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, cuya potencia nominal en su Punto de Conexión sea mayor que la potencia nominal de la mayor unidad generadora existente a la fecha de puesta en servicio de su proyecto, deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos y **electromagnéticos** del sistema eléctrico que permitan evaluar los efectos de su desconexión intempestiva, considerando esta como una falla de Severidad 5". Al respecto, se tiene como observación que los estudios EMT tienen valor si se tiene una adecuada representación de los elementos en el sistema junto a sus sistemas de control. Se ha observado que los modelos EMT de las plantas pueden ser confidenciales. Si los estudios EMT se desarrollan con modelos genéricos, el análisis es simplemente un		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			análisis académico, pero no es representativo de la realidad del sistema. Actualemente, parte importante de la mejora continua se produce porque hay diversos agentes que pueden analizar y observar las bases de datos del Coordinador, lo cual no sería posible si los modelos EMT se mantienen confidenciales. Se sugiere definir un mecanismo para que los agentes interesados puedan acceder a realizar análisis y revisión de los modelos EMT.			
594	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-6	En el artículo 3-6, literal j), se indica "Aquellas instalaciones que se interconecten en una Red Débil no deberán degradar la Fortaleza existente en el Área de Tensión Coherente. Se entenderá que no degrada la Fortaleza cuando su operación no deteriora el desempeño de los estándares señalados en el TÍTULO 5-15. Lo anterior deberá ser verificado con ocasión a los estudios de interconexión señalados en el Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI” de la presente NT." Al respecto, se sugiere indicar que, dado que la no degradación de una Red Débil es un requisito de interconexión para los generadores, todos los costos asociados a la adecuación de la infraestructura del sistema	En el artículo 3-6, literal j), se sugiere incorporar el siguiente párrafo: "Todos los costos asociados a la adecuación de la infraestructura del sistema necesaria para la interconexión de la instalación será de cargo del Coordinado que interconecta la instalación".	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			necesaria para la interconexión de la instalación será de cargo de quién se conecta.			
595	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	5-72	El artículo 5-51 contenido en el Título 5-10 "Estándares de Recuperación dinámica en Estado de Emergencia" de la NTSyCS se modificó indicando: "En Estado de Emergencia, el SI deberá mantenerse estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo, inestabilidad de tensión o frecuencia, disgregación en Islas Eléctricas o **Interacciones de Control** frente a variaciones normales de la demanda y la generación." De esta forma, para determinar los requerimientos mínimos de Fortaleza se debe tener como criterio en el "Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN" que debe ser posible complir con el estándar indicado en el Artículo 5-51 en caso que el SEN, por algúna perturbación, quede en Estado de Emergencia.	Entre el primer y segundo párrafo del artículo 5-72, se sugiere agregar el siguiente párrafo: "Para determinar los requerimientos mínimos de Fortaleza del SEN, el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN debe considerar que debe ser posible cumplir con los estándares de recuperación dinámica en Estado de Emergencia, conforme a los establecido en el Artículo 5-51."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
629	Consejo Minero de Chile A.G.	1-7	En la definición 72. Modo de Operación Representativo: *"Configuración de despacho que agrupa un conjunto de condiciones de operación similares del sistema eléctrico, considerando las unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentran en operación."* (El subrayado es nuestro) Esta definición no es consistente con lo que se define en el AT Estudio de Robustez, donde en el Artículo 3-5 del AT se señala: *"Para cada año del horizonte de evaluación, el Coordinador deberá identificar, sobre la base de la operación esperada, un conjunto acotado de configuraciones de despacho que represente adecuadamente la operación del SI a lo largo de un año calendario. (...)"* (El subrayado es nuestro) Al respecto, se solicita modificar la definición 72. para que sea consistente con lo descrito en el AT Estudio de Robustez.	Modo de Operación Representativo**:** Configuración de despacho que agrupa un conjunto de condiciones de operación similares del sistema eléctrico, considerando las unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentran en operación, considerando obras existentes y futuras en el año calendario analizado.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
630	Consejo Minero de Chile A.G.	1-7	Necesidad de revisar definiciones de red débil y red fuerte (Artículo 1-7, número 88 y 89) y alinearla con estándares o guías internacionales, por ejemplo, publicadas por Cigre (Towards Systems Strength, CIGRE 21). En la propuesta de NT se indica: Red Débil: Es aquel subsistema del SI que presenta una alta sensibilidad ante perturbaciones donde una pequeña variación en los flujos de potencia activa o reactiva provoca cambios significativos en la tensión o frecuencia del sistema eléctrico, lo que podría implicar el no cumplimiento de los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio. Esta condición está asociada a una baja Robustez. Se sugiere utilizar la siguiente definición de Red Débil: "Se entenderá que un área del sistema se clasifica como un Red Débil cuando se observe alguna de las siguientes condiciones: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34.” c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS.	Se sugiere utilizar la siguiente definición de Red Débil: "Se entenderá que un área del sistema se clasifica como un Red Débil cuando se observe alguna de las siguientes condiciones: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34.” c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de Red Débil y Red Fuerte".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia."			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
631	Consejo Minero de Chile A.G.	1-7	Necesidad de revisar definiciones de robustez de frecuencia y tensión (Artículo 1-7, número 98 y 99). Robustez de Frecuencia: Capacidad de un sistema eléctrico para mantener y controlar la frecuencia, en cualquier punto de este, dentro de márgenes aceptables y recuperar su valor nominal tras perturbaciones que generen desequilibrios entre generación y demanda. La robustez de frecuencia depende de la inercia del sistema, la magnitud y velocidad de despliegue de las reservas de potencia activa, así como de las características de los reguladores de velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y del Controlador de Frecuencia/Potencia implementado en los IBR. Robustez de Tensión o Fortaleza: Capacidad de un sistema eléctrico para mantener y controlar la forma de onda de la tensión, en cualquier punto del sistema eléctrico, dentro de márgenes aceptables y recuperar dichos niveles tras perturbaciones que afecten los flujos de potencia activa o reactiva. La robustez de tensión depende de factores, tales como el Enmallamiento, la disponibilidad y velocidad de respuesta de los recursos de control de tensión, los niveles de cortocircuito del sistema eléctrico y las características de los controladores de tensión de las unidades generadoras sincrónicas e IBR. Necesidad de incluir métricas específicas. Es crítico notar que los sistemas son robustos ante ciertas condiciones externas definidas. En general, los sistemas no serán robustos ante condiciones externas mayores a las definidas. En ese contexto, el definir los límites ante los cuales un sistema es robusto es un aspecto crítico y debiera ser especificado.	Se sugiere: Robustez de Frecuencia: Capacidad de un sistema eléctrico para mantener y controlar la frecuencia tanto en Estado Normal, Estado de Alerta como en Estado de Emergencia. En Estado de Emergencia, la robustez de frecuencia se evalúa ante variaciones normales de generación y demanda. Robustez de Tensión o Fortaleza: Capacidad de un sistema eléctrico para mantener y controlar la frecuencia tanto en Estado Normal, Estado de Alerta como en Estado de Emergencia. En Estado de Emergencia, la robustez de tensión se evalúa ante variaciones normales de generación y demanda.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 570.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
632	Consejo Minero de Chile A.G.	1-7	Necesidad de revisar definición de severidades (Artículo 1-7, número 102 y 111) de manera que refleje posibles fallas múltiples (o propagación de fallas) en condición de red débil, en un contexto de existencia de elementos con menor tolerancia de variaciones de frecuencia y tensión. En EEUU, el procedimiento NERC TPL-001-5 — Transmission System Planning Performance Requirements define escenarios de contingencia múltiple / propagación. Si no se incluye escenarios de propagación, la evaluación de estudios asociados a diseño de EDAC puede resultar en diseño de sistemas que no están preparados para enfrentar condiciones reales. También se tiene una perspectiva acotada de condiciones en las cuales se debe cumplir requerimiento de operación estable de islas en estado de emergencia, requerimiento de evitar Apagón Total. La evaluación de severidades que consideren propagación de contingencias se realizará SOLO en el contexto de evaluación y definición de recursos de servicios complementarios; NO se considerará para la evaluación y definición de obras de transmisión en el contexto de planificación de transmisión.	Para cada uno de los casos de Severidad que se han definido, el Coordinador deberá definir un nivel de propagación de falla que refleje al menos uno de los siguientes factores: 1. Reducción temporal de generación PMGD basada en inversores 2. Reducción temporal de generación distribuida MT/BT basada en inversores en instalaciones de clientes 3. Reducción temporal de generación de otro tipo de generación IBR tipo grid following 4. Reducción temporal o desconexión de otro tipo de generación. El Coordinador deberá definir la magnitud y ubicación de las reducciones de generación corresponda evaluar de manera complementaria para cada uno de los niveles de Severidad que se han definido.	No se acoge	Lo indicado por el observante corresponde a las definiciones de Contingencia Crítica o Contingencia Extrema. Las definiciones de las severidades responden a desconexiones intempestivas que afectan a una instalación particular y no a fallas múltiples.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
633	Consejo Minero de Chile A.G.	1-7	En la definición 106. Severidad 4a se describe: *"Cortocircuito trifásico a tierra con impedancia de falla pequeña, ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección. La impedancia de falla deberá ser tal que, la corriente cortocircuito sea elevada, aunque ligeramente inferior a la correspondiente a una falla con impedancia cero." (El subrayado es nuestro)* Lo anterior puede generar ambigüedades en los estudios respecto a: i) ¿A qué se refiere con impedancia de falla pequeña? ii) ¿Qué se considerará como una corriente de cortocircuito elevada aunque ligeramente inferior a la correspondiente a una falla con impedancia cero?	Severidad 4a: Cortocircuito trifásico a tierra con impedancia de falla entre [Rango de impedancias], ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la definición de Severidad 4a".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
634	Consejo Minero de Chile A.G.	3-6	En a) se describe la siguiente exigencia de diseño: *"(…) deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos y electromagnéticos que permitan evaluar los efectos de su desconexión intempestiva (…)"* Actualmente el Coordinador tiene en etapa de desarrollo los modelos EMT. Debido a lo anterior, ¿de dónde se obtendrían los modelos EMT para realizar los estudios?. Es del caso indicar que hoy el Coordinador no dispone de los modelos EMT de la mayoría de las plantas existentes. Se debe explicitar si corresponde al Coordinador Eléctrico Nacional poner a disposición la base de datos EMT del sistema eléctrico, con el fin de que las nuevas instalaciones puedan efectuar los estudios requeridos. En caso afirmativo, y si al momento de entrar en vigencia la presente modificación normativa dicha base de datos aún no se encuentra disponible, se deberá indicar expresamente el procedimiento que deberá seguir el Coordinado para dar cumplimiento a las exigencias técnicas asociadas.	(…) deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos y electromagnéticos, cuyos supuestos serán entregados por el Coordinador, que permitan evaluar los efectos de su desconexión intempestiva (…)	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
635	Consejo Minero de Chile A.G.	3-6	Se agrega el requerimiento "las unidades generadoras sincrónicas deben disponer de los equipos requeridos para el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad (Artículo 3-6, letra d). El requerimiento es ambiguo y de alcance no acotado. Puede implicar desarrollo de nuevas inversiones de las cuales no deberían ser responsables.	Dado que se agregó el requerimiento "las unidades generadoras sincrónicas deben disponer de los equipos requeridos para el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad" (Artículo 3-6, letra d), se sugiere eliminarlo.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 348.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
636	Consejo Minero de Chile A.G.	3-6	Se indica: Aquellas instalaciones que se interconecten en una Red Débil no deberán degradar la Fortaleza existente en el Área de Tensión Coherente. Se entenderá que no degrada la Fortaleza cuando su operación no deteriora el desempeño de los estándares señalados en el TÍTULO 5-15. Lo anterior deberá ser verificado con ocasión a los estudios de interconexión señalados en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" de la presente NT (Artículo 3-6, letra j). Dado que evitar la degradación de una Red Débil es un requisito para la interconexión de generadores, los costos asociados a la adecuación de la infraestructura del sistema necesaria para que dicha conexión no debilite la red deberían de responsabilidad del generador que debilite la red. No se define qué ocurre con las instalaciones que se retiran ¿El alcance de los posibles efectos en la fortaleza de la red debería ser materia de la NTSyCS?	Dado que evitar la degradación de una Red Débil es un requisito para la interconexión de generadores, los costos asociados a la adecuación de la infraestructura del sistema necesaria para que dicha conexión no debilite la red deberían de responsabilidad del generador que debilite la red. Si bien lo indicado anteriormente no es materia directa de la NTSyCS, dado que se trata de una política pública que define requerimientos que tiene afectación en distintos ámbitos, los requerimientos deberían estar armonizados con otras políticas públicas que corresponda. Por otra parte, no se define qué ocurre con las instalaciones que se retiran y sus efectos en la fortaleza de red. Se sugiere considerar la correspondiente definición de requerimientos para evaluarlos los efectos de instalaciones que se retiran debería ser materia de la NTSyCS.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
637	Consejo Minero de Chile A.G.	3-6	En j) se describe la siguiente exigencia de diseño: "Aquellas instalaciones que se interconecten en una Red Débil no deberán degradar la Fortaleza existente en el Área de Tensión Coherente. Se entenderá que no degrada la Fortaleza cuando su operación no deteriora el desempeño de los estándares señalados en el TÍTULO 5-15. Lo anterior deberá ser verificado con ocasión a los estudios de interconexión señalados en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" de la presente NT." (El subrayado es nuestro) Del inciso anterior se observa que: i. Sobre los estudios requeridos para acreditar el cumplimiento del principio de no degradación de la Fortaleza: No se especifican con claridad los estudios técnicos que deben desarrollarse para demostrar que una nueva instalación no degrada la Fortaleza del Área de Tensión Coherente (ACT). Para poder realizar un análisis preciso se deberían realizar tanto estudios de despacho económico como simulaciones dinámicas. Los primeros son muy relevantes, ya que permiten de cierta modificar los Modos de Operación Representativos, para luego, en base a estos realizar los estudios dinámicos. En este contexto, los estudios de despacho pueden tener efectos indirectos en el desempeño del sistema, al modificar la operación de centrales sincrónicas. Si el modelo está correctamente configurado, el ingreso de una central IBR podría reducir la generación de una unidad sincrónica sin necesariamente afectar los índices de Fortaleza, ya que una central sincrónica operando desde plena carga, hasta su mínimo	Aquellas instalaciones IBR que se interconecten en una Red Débil, identificada para cualquier año del horizonte de estudio, deberán incorporar tecnología Grid Forming, cumpliendo los estándares señalados en el Anexo Técnico IBR. (…)	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			técnico, entrega prácticamente la misma inercia y corriente de cortocircuito. El problema real se daría cuando esta central IBR deje fuera de servicio a la unidad sincrónica por despacho económico. Por ejemplo, el ingreso de una primera y segunda central IBR, de 20 MW cada una, podría no degradar la Fortaleza de un ACT, debido a que no sale de servicio ninguna unidad sincrónica. Sin embargo, una tercera unidad sí podría generar un desplazamiento tal que una central sincrónica salga completamente de servicio, reduciendo con ello los aportes a la Fortaleza. En este caso, la tercera instalación estaría afectando al sistema en su conjunto, por lo que debiera, hacerse responsable del efecto acumulado de las dos instalaciones anteriores. Con la redacción propuesta, esta tercera central no podría ingresar al sistema, ya que degrada la Fortaleza. El punto aquí es que, dado que son efectos acumulados, tampoco serviría que esta instale con Grid Forming, ya que esto solo mejorará los últimos 20 MW que se instalan, pero al ser un efecto acumulado, podría no ser suficiente para no degradar el sistema. ii. Sobre la definición de escenarios de estudio: Dado lo anterior, en caso de que la NT mantenga el requerimiento del Estudio, es fundamental que los escenarios a evaluar en el marco del principio de no degradación de la Fortaleza sean claramente definidos y estandarizados. De lo contrario, existe el riesgo de que el Coordinador exija revisiones sucesivas ante cada nueva condición de operación en la que se encuentre el sistema en el momento de solicitar el estudio, lo que podría dilatar innecesariamente la entrada en operación de nuevas instalaciones. En particular, se estima que el estudio que debiera realizarse en términos prácticos es			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			actualizar el Estudio de Robustez con todas sus consideraciones, el cual, dado que se deben realizar un numero importante de supuesto, puede generar observaciones e iteraciones importantes de parte del Coordinador. iii. Sobre la relación entre Fortaleza y los estándares del TÍTULO 5-15: El inciso señala que una instalación no degrada la Fortaleza cuando no deteriora los estándares del TÍTULO 5-15. A este respecto, la Fortaleza sólo se refiere en las definiciones a Robustez de Tensión, sin embargo, dicho TÍTULO 5-15 trata sobre Robustez de Tensión y Robustez de Frecuencia. Surge entonces la duda de si ambos estándares deben ser cumplidos, y en caso afirmativo, por qué no se hace referencia a la "Robustez del sistema" en vez de "Fortaleza". iv.Sobre el momento en que se realiza la verificación: La verificación del principio de no degradación se establece en una etapa avanzada del proceso de conexión, es decir, al momento de realizar los estudios de interconexión. Sin embargo, en ese punto el proyecto ya ha avanzado considerablemente: se han ejecutado la ingeniería conceptual, el proceso de acceso abierto, proceso de evaluación ambiental (RCA), ingeniería de detalle, e incluso, en esta instancia ya se ha concretado la compra de equipos. En consecuencia, se considera inadecuado realizar la verificación en una etapa tan tardía, ya que esto introduce incertidumbre e incrementa el riesgo para los inversionistas. Por ello, se recomienda que esta validación se realice en una etapa más temprana del desarrollo del proyecto, permitiendo entregar una señal clara y oportuna respecto a los criterios técnicos que podrían limitar el avance del proyecto. Por lo anterior, se sugiere modificar la			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			exigencia, de manera de entregar claridad y certeza, en el sentido de que simplemente en una Red Débil sea una exigencia la de instalar IBR con tecnología Grid Forming. v. Sobre la exigencia a las instalaciones. El resultado del Estudio podría entregar que para el primer año una área es fuerte y la misma para el año siguiente débil. Por lo anterior debe quedar claro, que si una instalación se conecta el año en que la red es fuerte, pero el estudio muestra que al año siguiente será débil, entonces a dicha instalación se le debe exigir que no deteriore la Robustez en el horizonte de Estudio. Con todo, estimamos que la forma de dar certeza y no generar discriminaciones arbitrarias, y así hacerse cargo de las observaciones (i) a (v) antes detalladas, es generar una regla simple, de manera que cualquier IBR que se conecte en una red débil deba contemplar tecnología Grid Forming.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
638	Consejo Minero de Chile A.G.	3-8	Se elimina Artículo 3-8. Debería mantenerse una definición para generadores eólicos tipo 2, si es que hay instalados en el sistema generadores de dicho tipo.	Se elimina Artículo 3-8. Debería mantenerse una definición para generadores eólicos tipo 2, si es que hay instalados en el sistema generadores de dicho tipo. En caso contrario, la norma técnica no incluirá requerimientos para generadores eólicos tipo 2 que actualmente están instalados en el sistema.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 574.
639	Consejo Minero de Chile A.G.	3-9	Artículo 3-9 debería especificar requerimientos aplicables también a generadores eólicos tipo 2. Se sugiere incluir.	Artículo 3-9 debería especificar requerimientos aplicables también a generadores eólicos tipo 2. Se sugiere incluir ya que en caso contrario, la NT propuesta no incluirá requerimientos asociados a generadores eólicos tipo 2 instalados.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 574.
640	Consejo Minero de Chile A.G.	3-10	Artículo 3-10 debería incluir también requerimientos asociados a generadores eólicos tipo 2, en caso contrario, la norma técnica no incluirá requerimientos asociados a los generadores eólicos tipo 2 instalados.	Artículo 3-10 debería incluir también requerimientos asociados a generadores eólicos tipo 2, en caso contrario, la norma técnica no incluirá requerimientos asociados a los generadores eólicos tipo 2 instalados.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 574.
641	Consejo Minero de Chile A.G.	3-11	En el Artículo 3-11, literal a), se indica: "Para la aplicación de lo indicado en el Artículo 3-10, las unidades o parques generadores deberán ser, a los menos, capaces de: a) Operar de manera estable y permanente en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz], para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 por unidad de la tensión nominal, medido en los terminales de la unidad generadora en el caso de unidades sincrónicas o en su Punto de Conexión en el caso de IBR, a cualquier nivel de potencia. [...]". No se establecen requerimientos en escenarios donde las tensiones están fuera del rango 0,95 y 1,05 p.u., luego, cualquier desempeño es posible. Lo anterior es relevante para condiciones post falla, ya que se puede producir una interacción compleja de dinámicas de operación. Se	No se establecen requerimientos en escenarios donde las tensiones están fuera del rango 0,95 y 1,05 p.u., luego, cualquier desempeño es posible.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 577.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			sugiere definir cómo deben operar las unidades en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz] cuando las tensiones están por fuera del rango 0,95 y 1,05 por unidad. En su defecto, si no se define y se presentan dichas condiciones, podría no cumplirse el requerimiento establecido en el Artículo 3-10.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
642	Consejo Minero de Chile A.G.	3-11	Se modifica el Artículo 3-11, letra c, que indica el requerimiento de soportar tasas de cambios de frecuencia (RoCoF) de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. La modificación es que la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 100 [ms], en lugar de 500 [ms]. El hecho de aumentar la sensibilidad de medición del RoCoF del sistema disminuyendo la ventana de tiempo de 500 [ms] a 100 [ms] aumenta el riesgo de activación de EDAC del SEN, lo que degrada la calidad de servicio. Lo anterior se debe a que, ante perturbaciones en el sistema en condición de Red Débil, las tasas instantáneas de cambio de frecuencia son altas. Si se observa las oscilografias de los Estudios de Análisis de Falla del 29 de Marzo (EAF137-2025), 3 de Abril (EAF150-2025) y 5 de Abril (EAF159-2025), se puede verificar este aspecto. Uno de los aspectos identificados por el Coordinador en dichos análisis de falla, es que los parques ERV se desconectaron súbitamente en condiciones donde no debieron haberse desconectado. Si se reduce la ventana de tiempo de 500 [ms] a 100 [ms], los parques ERV podrán desconectarse, por diseño, ante fallas de similar naturaleza. Por otra parte, no se cuenta con antecedentes sobre las capacidades de soporte de variaciones de frecuencia generación convencional que actualmente cumple con los requerimientos de la NTSyCS en términos de tasa de cambio de frecuencia. Dado lo anterior, no es una buena práctica modificar el límite sin conocer si las unidades que se han instalado podrán cumplir el requerimiento. Luego, se sugiere mantener la ventana de	Se sugiere mantener la ventana de tiempo indicada en el Artículo 3-11, literal c) en 500 ms.	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			tiempo indicada en el Artículo 3-11, literal c) en 500 ms.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
643	Consejo Minero de Chile A.G.	5-32	En el Artículo 5-32 se indica: “Para la aplicación del Artículo 5-31, en Estado Normal, las Contingencias Simples que deberán ser consideradas por el Coordinador y superadas sin pérdida de estabilidad sincronismo de las unidades generadoras del SI, son las siguientes: Contingencias Simples de Severidad 1 y 2, sin actuación de EDAC o EDAG.” Dado la existencia de elementos con menor capacidad de soporte de variaciones de frecuencia y tensión (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes), dicho requerimiento podría no cumplirse con las condiciones actuales del sistema. De hecho, actualmente en el sistema no se está cumpliendo dado que ha habido diversos eventos que terminan propagándose y controlándose, entre otras cosas, mediante la activación de EDAC. La solución a este desafío tiene distintas dimensiones: a.) fortalecer a los elementos más vulnerables a variaciones de tensión y frecuencia (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes); b.) robustecer la red; c.) permitir activación de EDAC o EDAG ante contingencias como condición normal.	Dado la existencia de elementos con menor capacidad de soporte de variaciones de frecuencia y tensión (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes), dicho requerimiento podría no cumplirse con las condiciones actuales del sistema. De hecho, actualmente en el sistema no se está cumpliendo dado que ha habido diversos eventos que terminan propagándose y controlándose, entre otras cosas, mediante la activación de EDAC. La solución a este desafío tiene distintas dimensiones: a.) fortalecer a los elementos más vulnerables a variaciones de tensión y frecuencia (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes); b.) robustecer la red; c.) permitir activación de EDAC o EDAG ante contingencias como condición normal.	No se acoge	Las disposiciones aplicables a los PMGD se encuentran establecidas en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión. Sin perjuicio de lo anterior, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y sus anexos técnicos les serán aplicables únicamente en aquellas materias que dicha normativa señale expresamente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
644	Consejo Minero de Chile A.G.	5-34	En el Artículo 5-34 se indica el requerimiento: "La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de ±10% en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia," lo que es incompatible con la curva con requerimientos de recuperación de tensión que se define en el mismo artículo. También se indica: "La tensión en las barras del ST no deberá exceder un 1,3 por unidad por un tiempo superior a 80 [ms], contando desde el instante del despeje de la falla." Lo que pareciera ser una sobre especificación respecto de estándares internacionales. En este contexto, se puede identificar que la curva que se define en el Artículo 5-34 tampoco en consistente con requerimientos internacionales, por ejemplo, IEEE 2800 o PRC 024 (NERC). La curva de requerimientos de recuperación de tensión indicada en el Artículo 5-34 también puede ser inconsistente con los tiempos de despeje de protecciones definidos en el Artículo 5-40.	Se debe modificar la curva que define la zona de soporte de variaciones de tensión de manera que sea consistente con estándares internacionales, como por ejemplo IEEE 2800 o PRC 024 (NERC). La curva de requerimientos de recuperación de tensión indicada en el Artículo 5-34 también debe ser consistente con los tiempos de despeje de protecciones definidos en el Artículo 5-40.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Umbral de sobretensión en la recuperación dinámica".
645	Consejo Minero de Chile A.G.	5-35	Se elimina el Artículo 5-35: En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 200 [kV] será igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en ST de tensión inferior a 200 [kV]. Se sugiere mantenerlo. También se sugiere limitar la reducción de frecuencia de manera que en ningún caso sea inferior a 47,5 Hz. Lo anterior debido a la	Se sugiere mantener el Artículo 5-35 y rescribirlo de la siguiente manera para que esté más armonizado con la vulnerabilidad que actualmente la NT CyO PMGD introduce con los requerimientos de soporte de reducciones de frecuencia en PMGDs: En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] será igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en ST de tensión inferior	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Artículo 5-35 de la NTSyCS".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			vulnerabilidad actual que tienen los PMGDs en términos de soporte de reducción de frecuencia.	a 66 [kV]. En ningún caso la frecuencia podrá descender de 47,5 [Hz].		
646	Consejo Minero de Chile A.G.	5-51	El Artículo 5-51 indica “En Estado de Emergencia, el SI deberá mantenerse estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo, inestabilidad de tensión o frecuencia, disgregación en Islas Eléctricas o Interacciones de Control frente a variaciones normales de la demanda y la generación.” Se sugiere precisar el alcance de “variaciones normales de la demanda y la generación”, que debería ser consistente con la aplicación de los requerimientos de la NT de SSCC para el caso de la definición del servicio de CPF y CSF, y su aplicación en la programación de la operación. De esta manera se precisa más claramente el alcance de la aplicación de dicho requerimiento y se definen los bordes bajo los cuales no es esperable que una isla se mantenga operando estable en Estado de Emergencia.	Se sugiere complementar el requerimiento del artículo 5-51 con una definición de "variaciones normales de demanda y generación". Por ejemplo, corresponden a variaciones normales de demanda y generación aquellas que determine el Coordinador en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas para la determinación del Control Primario de Frecuencia.	No se acoge	Lo solicitado por el agente se encuentra fuera del alcance de la presente modificación normativa. Se deja constancia que la actual modificación normativa responde a ajustes urgentes identificados por la Comisión, orientados a resguardar la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional. Estas modificaciones fueron presentadas en la sexta sesión del Comité Consultivo y expuestas a la industria en el borrador publicado en el marco de la presente Consulta Pública. Cabe destacar que, el proceso de modificación de la NTSyCS concluirá con la revisión integral de la Norma Técnica, cuyo proyecto de modificación de norma técnica será sometido a Consulta Pública en una etapa posterior, conforme al Plan Normativo aprobado mediante la Resolución Exenta N°618 de 2023.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
647	Consejo Minero de Chile A.G.	5-72	En el Artículo 5-72 se indica: “En Estado Normal y Alerta, el SI deberá operar cumpliendo con los requerimientos mínimos de Fortaleza definido para cada AtC, conforme con los resultados del último “Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN”, cuyos lineamientos se establecen en el TÍTULO 6-8 de la presente NT.” Si es un requisito cumplir con el requerimiento establecido en el Artículo 5-51, entonces las condiciones de operación que se definan para el sistema también deben garantizar que en Estado de Emergencia las zonas donde están instalados los generadores basados en inversores tendrán un nivel mínimo de fortaleza de red. En caso contrario, no se puede garantizar operación estable de la generación basada en inversores y por lo tanto, se podría propagar una falla con consecuencias que pueden incluso llevar a un Apagón Total. La necesidad de garantizar fortaleza de red en condición de operación en isla, es una lección aprendida post blackout del 28 de septiembre de 2016 en Australia. Reporte AEMO: “Black System South Australia 2016”, sección X.3, tabla 27.	En el Artículo 5-72 se indica: “En Estado Normal, de Alerta, y de Emergencia, el SI deberá operar cumpliendo con los requerimientos mínimos de Fortaleza definido para cada AtC, conforme con los resultados del último “Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN”, cuyos lineamientos se establecen en el TÍTULO 6-8 de la presente NT.”	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
648	Consejo Minero de Chile A.G.	5-73	En el Artículo 5-73 se indica: “Para efectos del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN indicado en el TÍTULO 6-8 de la presente NT, se deberá cumplir que, luego de ocurrida una Contingencia Simple de Severidad 4a, el índice de desempeño dinámico calculado en la barra del SI cuya localización sea la más cercana eléctricamente al lugar de ocurrencia de la falla, no exceda el 90% del valor del IDD requerido, calculado de acuerdo con el Artículo 5-75 de la presente NT.” No queda clara la métrica que se está estableciendo en el Artículo 5-73. No se indica cuál es el “valor del IDD requerido”. La métrica IDD, por distintos factores, es complejo determinarla en la práctica. Si no se tiene un proceso confiable de verificar los parámetros del modelo y la similitud de su respuesta con respuestas transitorias reales en el sistema eléctrico, se tiene un alto riesgo de que el índice IDD se determine sobre condiciones ideales distantes de la realidad. Si ello es así, pierde sentido. Se sugiere eliminar el uso del IDD.	Se sugiere eliminar el uso del IDD.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".
649	Consejo Minero de Chile A.G.	5-74	En el Artículo 5-74 se indica: “Para efectos del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN indicado en el TÍTULO 6-8 de la presente NT, deberá verificarse que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple de Severidad 5, los valores de frecuencia mínima y de RoCoF alcanzados por el sistema o subsistema eléctrico, cuando corresponda, medidos en la barra eléctricamente más cercana al punto de ocurrencia de la perturbación y calculado de acuerdo con el Artículo 5-76 de la presente NT, no den lugar a la actuación de un EDAC.” La aplicación del artículo, bajo las condiciones propuestas, implica verificar variaciones de frecuencia en una ventana de tiempo de 100	La aplicación del artículo, bajo las condiciones propuestas, implica verificar variaciones de frecuencia en una ventana de tiempo de 100 ms, que es más exigente que los requerimientos actuales de 500 ms. Lo anterior puede implicar modificaciones al EDAC de BF, particularmente a los escalones que se activan por RoCoF. Se sugiere mantener especificación de RoCoF utilizada en la actualidad.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Periodo de tiempo para la medición de la tasa de cambio de la frecuencia".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			ms, que es más exigente que los requerimientos actuales de 500 ms. Lo anterior puede implicar modificaciones al EDAC de BF, particularmente a los escalones que se activan por RoCoF.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
650	Consejo Minero de Chile A.G.	5-75	La definición del índice de desempeño dinámico establecido en Artículo 5-75 tiene los siguientes conflictos: a.) La magnitud depende del estado pre-falla del sistema, ya que en estado normal la tensión puede estar entre 0.95 y 1.05 p.u. b.) La tensión post-falla en régimen permanente es distinta a la tensión pre-falla, por lo que se tiene error permanente y el valor del IDD diverge. c.) El complejo validar que las oscilaciones transitorias son consistentes con la realidad del sistema ante una perturbación similar. d.) No se ha definido un estándar y tampoco se ha visto su aplicación a nivel internacional. e.) No refleja el hecho de que si la tensión está fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34, el inversor podría desconectarse (área de "may trip" acorde a estándares internacionales). Se sugiere eliminar la referencia al IDD teórico que se ha defido. Respecto a la evaluación prospectiva, como indicador de debilidad de red los siguientes factores: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5 (Ver Nota). b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34. c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la	Se sugiere eliminar la referencia al IDD teórico que se ha defido. Detalle en explicación adjunta en columna D.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia. Si se desea monitorear oscilaciones en el sistema, lo más práctico, antes de hacer simulaciones, es utilizar los recursos de infraestructura real disponible mediante el Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial (https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/07/Informe-Estudio-Modulo-de-Medicion-Fasorial-2024.pdf). Con los datos que cuenta el Coordinador, producto de la implementación del Módulo de Medición Fasorial, puede contar con información real sobre el nivel de oscilaciones en el sistema y tomar acción sobre los controladores que corresponda para reducir dichas oscilaciones, tal como se ha hecho, por ejemplo, en Australia. Nota: El SCR permite generar medidas gestionables en término de evaluar si un inversor en particular puede sorportar operar bajo las condiciones de SCR específicas, porque los proveedores de inversores trabajan, de manera estandarizada, en sus especificación con esa métrica. Los proveedores de inversores no trabajan o utilizan en su especificación el IDD definido por la CNE, lo que dificulta la verificación de la idoneidad del equipamiento.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
651	Consejo Minero de Chile A.G.	5-76	El Artículo 5-76 establece: “para efectos del cálculo de la frecuencia mínima y RoCoF en una barra *j* del sistema eléctrico después de ocurrida una perturbación, se calculará considerando una ventana de tiempo móvil de 100 ms.” La aplicación del artículo, bajo las condiciones propuestas, implica verificar variaciones de frecuencia en una ventana de tiempo de 100 ms, que es más exigente que los requerimientos actuales de 500 ms. Lo anterior puede implicar modificaciones al EDAC de BF, particularmente a los escalones que se activan por RoCoF.	Se sugiere mantener requerimiento actual para cálculo del RoCoF	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Periodo de tiempo para la medición de la tasa de cambio de la frecuencia".
652	Consejo Minero de Chile A.G.	6-46	El Artículo 6-46 indica: “El Coordinador deberá realizar el Estudio de Requerimientos de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional conforme a lo establecido en el Anexo Técnico “Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez” de la presente NT.” Se debe precisar cuándo y con qué frecuencia.	El Coordinador deberá realizar el Estudio de Requerimientos de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional conforme a lo establecido en el Anexo Técnico “Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez” de la presente NT. El estudio se realizará de manera anual.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 588.
653	Consejo Minero de Chile A.G.	6-47	El Artículo 6-47, letra f, establece que entre los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez se debe incluir un conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda. Las medidas deberían tener una justificación técnica y económica.	El Artículo 6-47, letra f, debería establecer que entre los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez se debe incluir un conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica y económica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda.	No se acoge	De acuerdo con los ajustes y actualizaciones realizadas al Anexo Técnico de Estudio de Análisis de Robustez del SEN, se acota el alcance del mismo. El estudio realizará solamente un análisis de robustez sobre el SEN, identificando áreas coherentes y categorizándolas (redes fuertes o débiles). Por tanto, no se requiere un análisis de costo eficiencia.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
654	Consejo Minero de Chile A.G.	General	No se incluye curva que define condiciones de recuperación dinámica de frecuencia o áreas de frecuencia fuera de condición de riesgo de manera consistente con capacidad de soporte de variaciones de frecuencia de generadores PMGD y generadores detrás del medidor en redes MT/BT. Por ejemplo, el estándar NERC PRC 024, incluye:	No se debiera incluir una curva que defina las condiciones de recuperación dinámica de frecuencia o áreas de frecuencia fuera de condición de riesgo de manera consistente con capacidad de soporte de variaciones de frecuencia de generadores PMGD y generadores detrás del medidor en redes MT/BT.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 590.
655	Consejo Minero de Chile A.G.	1-7	Definición "72. Modo de Operación Representativo" se usa en el contexto de definición de escenarios para el Estudio de Robustez. En este sentido, la definición debe corresponder a un modo de operación del sistema que sea representativo de una condición de despacho, lo que no queda claro con el texto propuesto.	72. Modo de Operación Representativo: Estado de despacho de la generación, carga, almacenamiento, redes de transmisión y otros elementos relevantes del sistema eléctrico, que en su conjunto corresponden a una condición de operación del sistema eléctrico que es representativa de una o más condiciones reales de operación del sistema.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".
656	Consejo Minero de Chile A.G.	1-7	En la definición "106. Severidad 4a" se indica: "Cortocircuito trifásico a tierra con impedancia de falla pequeña, ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección. **La impedancia de falla deberá ser tal que, la corriente cortocircuito sea elevada, aunque ligeramente inferior a la correspondiente a una falla con impedancia cero.**" Se tiene como observación que la definición es ambigua, toda vez que existen infinitos valores de corriente de cortocircuito que cumplen con la condición "la corriente cortocircuito sea elevada, aunque ligeramente inferior a la correspondiente a una falla con impedancia cero." Adicionalmente, en la propuesta de borrador de la NTSyCS no se ha definido un criterio o metodología para determinar la impedancia de falla de una forma objetiva, lo		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			que permite espacio a discrecionalidad. Lo anterior es especialmente relevante toda vez que el cumplimiento de la métrica "IDD" propuesta en el artículo 5-75 depende directamente de la corriente de cortocircuito. Asimismo, la clasificación de si el subsistema que se está analizando corresponde a una Red Débil o no dependerá directamente de la impedancia de falla que se elija en los estudios que se realicen.			
657	Consejo Minero de Chile A.G.	3-6	En el artículo 3-6, literal a), se indica "Si un Coordinado decide instalar una unidad generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, cuya potencia nominal en su Punto de Conexión sea mayor que la potencia nominal de la mayor unidad generadora existente a la fecha de puesta en servicio de su proyecto, deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos y **electromagnéticos** del sistema eléctrico que permitan evaluar los efectos de su desconexión intempestiva, considerando esta como una falla de Severidad 5". Al respecto, se tiene como observación que los estudios EMT tienen valor si se tiene una adecuada representación de los elementos en el sistema junto a sus sistemas de control. Se ha observado que los modelos EMT de las plantas pueden ser confidenciales. Si los estudios EMT se desarrollan con modelos genéricos, el análisis es simplemente un		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			análisis académico, pero no es representativo de la realidad del sistema. Actualemente, parte importante de la mejora continua se produce porque hay diversos agentes que pueden analizar y observar las bases de datos del Coordinador, lo cual no sería posible si los modelos EMT se mantienen confidenciales. Se sugiere definir un mecanismo para que los agentes interesados puedan acceder a realizar análisis y revisión de los modelos EMT.			
658	Consejo Minero de Chile A.G.	3-6	En el artículo 3-6, literal j), se indica "Aquellas instalaciones que se interconecten en una Red Débil no deberán degradar la Fortaleza existente en el Área de Tensión Coherente. Se entenderá que no degrada la Fortaleza cuando su operación no deteriora el desempeño de los estándares señalados en el TÍTULO 5-15. Lo anterior deberá ser verificado con ocasión a los estudios de interconexión señalados en el Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI” de la presente NT." Al respecto, se sugiere indicar que, dado que la no degradación de una Red Débil es un requisito de interconexión para los generadores, todos los costos asociados a la adecuación de la infraestructura del sistema	En el artículo 3-6, literal j), se sugiere incorporar el siguiente párrafo: "Todos los costos asociados a la adecuación de la infraestructura del sistema necesaria para la interconexión de la instalación será de cargo del Coordinado que interconecta la instalación".	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			necesaria para la interconexión de la instalación será de cargo de quién se conecta.			
659	Consejo Minero de Chile A.G.	5-72	El artículo 5-51 contenido en el Título 5-10 "Estándares de Recuperación dinámica en Estado de Emergencia" de la NTSyCS se modificó indicando: "En Estado de Emergencia, el SI deberá mantenerse estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo, inestabilidad de tensión o frecuencia, disgregación en Islas Eléctricas o **Interacciones de Control** frente a variaciones normales de la demanda y la generación." De esta forma, para determinar los requerimientos mínimos de Fortaleza se debe tener como criterio en el "Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN" que debe ser posible complir con el estándar indicado en el Artículo 5-51 en caso que el SEN, por algúna perturbación, quede en Estado de Emergencia.	Entre el primer y segundo párrafo del artículo 5-72, se sugiere agregar el siguiente párrafo: "Para determinar los requerimientos mínimos de Fortaleza del SEN, el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN debe considerar que debe ser posible cumplir con los estándares de recuperación dinámica en Estado de Emergencia, conforme a los establecido en el Artículo 5-51."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
698	Acenor A.G.	1-7	Necesidad de revisar definiciones de red débil y red fuerte (Artículo 1-7, número 88 y 89) y alinearla con estándares o guías internacionales, por ejemplo, publicadas por Cigre (Towards Systems Strength, CIGRE 21). En la propuesta de NT se indica: Red Débil: Es aquel subsistema del SI que presenta una alta sensibilidad ante perturbaciones donde una pequeña variación en los flujos de potencia activa o reactiva provoca cambios significativos en la tensión o frecuencia del sistema eléctrico, lo que podría implicar el no cumplimiento de los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio. Esta condición está asociada a una baja Robustez. Se sugiere utilizar la siguiente definición de Red Débil: "Se entenderá que un área del sistema se clasifica como un Red Débil cuando se observe alguna de las siguientes condiciones: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34.” c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS.	Se sugiere utilizar la siguiente definición de Red Débil: "Se entenderá que un área del sistema se clasifica como un Red Débil cuando se observe alguna de las siguientes condiciones: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34.” c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de Red Débil y Red Fuerte".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia."			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
699	Acenor A.G.	1-7	Necesidad de revisar definiciones de robustez de frecuencia y tensión (Artículo 1-7, número 98 y 99). Robustez de Frecuencia: Capacidad de un sistema eléctrico para mantener y controlar la frecuencia, en cualquier punto de este, dentro de márgenes aceptables y recuperar su valor nominal tras perturbaciones que generen desequilibrios entre generación y demanda. La robustez de frecuencia depende de la inercia del sistema, la magnitud y velocidad de despliegue de las reservas de potencia activa, así como de las características de los reguladores de velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y del Controlador de Frecuencia/Potencia implementado en los IBR. Robustez de Tensión o Fortaleza: Capacidad de un sistema eléctrico para mantener y controlar la forma de onda de la tensión, en cualquier punto del sistema eléctrico, dentro de márgenes aceptables y recuperar dichos niveles tras perturbaciones que afecten los flujos de potencia activa o reactiva. La robustez de tensión depende de factores, tales como el Enmallamiento, la disponibilidad y velocidad de respuesta de los recursos de control de tensión, los niveles de cortocircuito del sistema eléctrico y las características de los controladores de tensión de las unidades generadoras sincrónicas e IBR. Necesidad de incluir métricas específicas. Es crítico notar que los sistemas son robustos ante ciertas condiciones externas definidas. En general, los sistemas no serán robustos ante condiciones externas mayores a las definidas. En ese contexto, el definir los límites ante los cuales un sistema es robusto es un aspecto crítico y debiera ser especificado.	Se sugiere: Robustez de Frecuencia: Capacidad de un sistema eléctrico para mantener y controlar la frecuencia tanto en Estado Normal, Estado de Alerta como en Estado de Emergencia. En Estado de Emergencia, la robustez de frecuencia se evalúa ante variaciones normales de generación y demanda. Robustez de Tensión o Fortaleza: Capacidad de un sistema eléctrico para mantener y controlar la frecuencia tanto en Estado Normal, Estado de Alerta como en Estado de Emergencia. En Estado de Emergencia, la robustez de tensión se evalúa ante variaciones normales de generación y demanda.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 570.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
700	Acenor A.G.	1-7	Necesidad de revisar definición de severidades (Artículo 1-7, número 102 y 111) de manera que refleje posibles fallas múltiples (o propagación de fallas) en condición de red débil, en un contexto de existencia de elementos con menor tolerancia de variaciones de frecuencia y tensión. En EEUU, el procedimiento NERC TPL-001-5 — Transmission System Planning Performance Requirements define escenarios de contingencia múltiple / propagación. Si no se incluye escenarios de propagación, la evaluación de estudios asociados a diseño de EDAC puede resultar en diseño de sistemas que no están preparados para enfrentar condiciones reales. También se tiene una perspectiva acotada de condiciones en las cuales se debe cumplir requerimiento de operación estable de islas en estado de emergencia, requerimiento de evitar Apagón Total. La evaluación de severidades que consideren propagación de contingencias se realizará SOLO en el contexto de evaluación y definición de recursos de servicios complementarios; NO se considerará para la evaluación y definición de obras de transmisión en el contexto de planificación de transmisión.	Para cada uno de los casos de Severidad que se han definido, el Coordinador deberá definir un nivel de propagación de falla que refleje al menos uno de los siguientes factores: 1. Reducción temporal de generación PMGD basada en inversores 2. Reducción temporal de generación distribuida MT/BT basada en inversores en instalaciones de clientes 3. Reducción temporal de generación de otro tipo de generación IBR tipo grid following 4. Reducción temporal o desconexión de otro tipo de generación. El Coordinador deberá definir la magnitud y ubicación de las reducciones de generación corresponda evaluar de manera complementaria para cada uno de los niveles de Severidad que se han definido.	No se acoge	Lo indicado por el observante corresponde a las definiciones de Contingencia Crítica o Contingencia Extrema. Las definiciones de las severidades responden a desconexiones intempestivas que afectan a una instalación particular y no a fallas múltiples.
701	Acenor A.G.	3-6	Se agrega el requerimiento “las unidades generadoras sincrónicas deben disponer de los equipos requeridos para el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad (Artículo 3-6, letra d). El requerimiento es ambiguo y de alcance no acotado. Puede implicar desarrollo de nuevas inversiones de las cuales no deberían ser responsables.	Dado que se agregó el requerimiento “las unidades generadoras sincrónicas deben disponer de los equipos requeridos para el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad" (Artículo 3-6, letra d), se sugiere eliminarlo.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 348.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
702	Acenor A.G.	3-6	Se indica: Aquellas instalaciones que se interconecten en una Red Débil no deberán degradar la Fortaleza existente en el Área de Tensión Coherente. Se entenderá que no degrada la Fortaleza cuando su operación no deteriora el desempeño de los estándares señalados en el TÍTULO 5-15. Lo anterior deberá ser verificado con ocasión a los estudios de interconexión señalados en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" de la presente NT (Artículo 3-6, letra j). Dado que evitar la degradación de una Red Débil es un requisito para la interconexión de generadores, los costos asociados a la adecuación de la infraestructura del sistema necesaria para que dicha conexión no debilite la red deberían de responsabilidad del generador que debilite la red. No se define qué ocurre con las instalaciones que se retiran ¿El alcance de los posibles efectos en la fortaleza de la red debería ser materia de la NTSyCS?	Dado que evitar la degradación de una Red Débil es un requisito para la interconexión de generadores, los costos asociados a la adecuación de la infraestructura del sistema necesaria para que dicha conexión no debilite la red deberían de responsabilidad del generador que debilite la red. Si bien lo indicado anteriormente no es materia directa de la NTSyCS, dado que se trata de una política pública que define requerimientos que tiene afectación en distintos ámbitos, los requerimientos deberían estar armonizados con otras políticas públicas que corresponda. Por otra parte, no se define qué ocurre con las instalaciones que se retiran y sus efectos en la fortaleza de red. Se sugiere considerar la correspondiente definición de requerimientos para evaluarlos los efectos de instalaciones que se retiran debería ser materia de la NTSyCS.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
703	Acenor A.G.	3-6	En inciso j) se describe la siguiente exigencia de diseño: "Aquellas instalaciones que se interconecten en una Red Débil no deberán degradar la Fortaleza existente en el Área de Tensión Coherente. Se entenderá que no degrada la Fortaleza cuando su operación no deteriora el desempeño de los estándares señalados en el TÍTULO 5-15. Lo anterior deberá ser verificado con ocasión a los estudios de interconexión señalados en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" de la presente NT." (El subrayado es nuestro) Del inciso anterior se observa que: i. Sobre los estudios requeridos para acreditar el cumplimiento del principio de no degradación de la Fortaleza: No se especifican con claridad los estudios técnicos que deben desarrollarse para demostrar que una nueva instalación no degrada la Fortaleza del Área de Tensión Coherente (ACT). Para poder realizar un análisis preciso se deberían realizar tanto estudios de despacho económico como simulaciones dinámicas. Los primeros son muy relevantes, ya que permiten de cierta modificar los Modos de Operación Representativos, para luego, en base a estos realizar los estudios dinámicos. En este contexto, los estudios de despacho pueden tener efectos indirectos en el desempeño del sistema, al modificar la operación de centrales sincrónicas. Si el modelo está correctamente configurado, el ingreso de una central IBR podría reducir la generación de una unidad sincrónica sin necesariamente afectar los índices de Fortaleza, ya que una central sincrónica operando desde plena carga, hasta su mínimo técnico, entrega prácticamente la misma	Aquellas instalaciones IBR que se interconecten en una Red Débil, identificada para cualquier año del horizonte de estudio, deberán incorporar tecnología Grid Forming, cumpliendo los estándares señalados en el Anexo Técnico IBR. (…)	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			inercia y corriente de cortocircuito. El problema real se daría cuando esta central IBR deje fuera de servicio a la unidad sincrónica por despacho económico. Por ejemplo, el ingreso de una primera y segunda central IBR, de 20 MW cada una, podría no degradar la Fortaleza de un ACT, debido a que no sale de servicio ninguna unidad sincrónica. Sin embargo, una tercera unidad sí podría generar un desplazamiento tal que una central sincrónica salga completamente de servicio, reduciendo con ello los aportes a la Fortaleza. En este caso, la tercera instalación estaría afectando al sistema en su conjunto, por lo que debiera, hacerse responsable del efecto acumulado de las dos instalaciones anteriores. Con la redacción propuesta, esta tercera central no podría ingresar al sistema, ya que degrada la Fortaleza. El punto aquí es que, dado que son efectos acumulados, tampoco serviría que esta instale con Grid Forming, ya que esto solo mejorará los últimos 20 MW que se instalan, pero al ser un efecto acumulado, podría no ser suficiente para no degradar el sistema. ii. Sobre la definición de escenarios de estudio: Dado lo anterior, en caso de que la NT mantenga el requerimiento del Estudio, es fundamental que los escenarios a evaluar en el marco del principio de no degradación de la Fortaleza sean claramente definidos y estandarizados. De lo contrario, existe el riesgo de que el Coordinador exija revisiones sucesivas ante cada nueva condición de operación en la que se encuentre el sistema en el momento de solicitar el estudio, lo que podría dilatar innecesariamente la entrada en operación de nuevas instalaciones. En particular, se estima que el estudio que debiera realizarse en términos prácticos es actualizar el Estudio de Robustez con todas sus			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			consideraciones, el cual, dado que se deben realizar un numero importante de supuesto, puede generar observaciones e iteraciones importantes de parte del Coordinador. iii. Sobre la relación entre Fortaleza y los estándares del TÍTULO 5-15: El inciso señala que una instalación no degrada la Fortaleza cuando no deteriora los estándares del TÍTULO 5-15. A este respecto, la Fortaleza sólo se refiere en las definiciones a Robustez de Tensión, sin embargo, dicho TÍTULO 5-15 trata sobre Robustez de Tensión y Robustez de Frecuencia. Surge entonces la duda de si ambos estándares deben ser cumplidos, y en caso afirmativo, por qué no se hace referencia a la "Robustez del sistema" en vez de "Fortaleza". iv.Sobre el momento en que se realiza la verificación: La verificación del principio de no degradación se establece en una etapa avanzada del proceso de conexión, es decir, al momento de realizar los estudios de interconexión. Sin embargo, en ese punto el proyecto ya ha avanzado considerablemente: se han ejecutado la ingeniería conceptual, el proceso de acceso abierto, proceso de evaluación ambiental (RCA), ingeniería de detalle, e incluso, en esta instancia ya se ha concretado la compra de equipos. En consecuencia, se considera inadecuado realizar la verificación en una etapa tan tardía, ya que esto introduce incertidumbre e incrementa el riesgo para los inversionistas. Por ello, se recomienda que esta validación se realice en una etapa más temprana del desarrollo del proyecto, permitiendo entregar una señal clara y oportuna respecto a los criterios técnicos que podrían limitar el avance del proyecto. Por lo anterior, se sugiere modificar la exigencia, de manera de entregar claridad y			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			certeza, en el sentido de que simplemente en una Red Débil sea una exigencia la de instalar IBR con tecnología Grid Forming. v. Sobre la exigencia a las instalaciones. El resultado del Estudio podría entregar que para el primer año una área es fuerte y la misma para el año siguiente débil. Por lo anterior debe quedar claro, que si una instalación se conecta el año en que la red es fuerte, pero el estudio muestra que al año siguiente será débil, entonces a dicha instalación se le debe exigir que no deteriore la Robustez en el horizonte de Estudio. Con todo, estimamos que la forma de dar certeza y no generar discriminaciones arbitrarias, y así hacerse cargo de las observaciones (i) a (v) antes detalladas, es generar una regla simple, de manera que cualquier IBR que se conecte en una red débil deba contemplar tecnología Grid Forming.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
704	Acenor A.G.	3-8	Se elimina Artículo 3-8. Debería mantenerse una definición para generadores eólicos tipo 2, si es que hay instalados en el sistema generadores de dicho tipo.	Se elimina Artículo 3-8. Debería mantenerse una definición para generadores eólicos tipo 2, si es que hay instalados en el sistema generadores de dicho tipo. En caso contrario, la norma técnica no incluirá requerimientos para generadores eólicos tipo 2 que actualmente están instalados en el sistema.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 574.
705	Acenor A.G.	3-9	Artículo 3-9 debería especificar requerimientos aplicables también a generadores eólicos tipo 2. Se sugiere incluir.	Artículo 3-9 debería especificar requerimientos aplicables también a generadores eólicos tipo 2. Se sugiere incluir ya que en caso contrario, la NT propuesta no incluirá requerimientos asociados a generadores eólicos tipo 2 instalados.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 574.
706	Acenor A.G.	3-10	Artículo 3-10 debería incluir también requerimientos asociados a generadores eólicos tipo 2, en caso contrario, la norma técnica no incluirá requerimientos asociados a los generadores eólicos tipo 2 instalados.	Artículo 3-10 debería incluir también requerimientos asociados a generadores eólicos tipo 2, en caso contrario, la norma técnica no incluirá requerimientos asociados a los generadores eólicos tipo 2 instalados.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 574.
707	Acenor A.G.	3-11	En el Artículo 3-11, literal a), se indica: "Para la aplicación de lo indicado en el Artículo 3-10, las unidades o parques generadores deberán ser, a los menos, capaces de: a) Operar de manera estable y permanente en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz], para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 por unidad de la tensión nominal, medido en los terminales de la unidad generadora en el caso de unidades sincrónicas o en su Punto de Conexión en el caso de IBR, a cualquier nivel de potencia. [...]". No se establecen requerimientos en escenarios donde las tensiones están fuera del rango 0,95 y 1,05 p.u., luego, cualquier desempeño es posible. Lo anterior es relevante para condiciones post falla, ya que se puede producir una interacción compleja de dinámicas de operación. Se	No se establecen requerimientos en escenarios donde las tensiones están fuera del rango 0,95 y 1,05 p.u., luego, cualquier desempeño es posible.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 577.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			sugiere definir cómo deben operar las unidades en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz] cuando las tensiones están por fuera del rango 0,95 y 1,05 por unidad. En su defecto, si no se define y se presentan dichas condiciones, podría no cumplirse el requerimiento establecido en el Artículo 3-10.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
708	Acenor A.G.	3-11	Se modifica el Artículo 3-11, letra c, que indica el requerimiento de soportar tasas de cambios de frecuencia (RoCoF) de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. La modificación es que la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 100 [ms], en lugar de 500 [ms]. El hecho de aumentar la sensibilidad de medición del RoCoF del sistema disminuyendo la ventana de tiempo de 500 [ms] a 100 [ms] aumenta el riesgo de activación de EDAC del SEN, lo que degrada la calidad de servicio. Lo anterior se debe a que, ante perturbaciones en el sistema en condición de Red Débil, las tasas instantáneas de cambio de frecuencia son altas. Si se observa las oscilografias de los Estudios de Análisis de Falla del 29 de Marzo (EAF137-2025), 3 de Abril (EAF150-2025) y 5 de Abril (EAF159-2025), se puede verificar este aspecto. Uno de los aspectos identificados por el Coordinador en dichos análisis de falla, es que los parques ERV se desconectaron súbitamente en condiciones donde no debieron haberse desconectado. Si se reduce la ventana de tiempo de 500 [ms] a 100 [ms], los parques ERV podrán desconectarse, por diseño, ante fallas de similar naturaleza. Por otra parte, no se cuenta con antecedentes sobre las capacidades de soporte de variaciones de frecuencia generación convencional que actualmente cumple con los requerimientos de la NTSyCS en términos de tasa de cambio de frecuencia. Dado lo anterior, no es una buena práctica modificar el límite sin conocer si las unidades que se han instalado podrán cumplir el requerimiento. Luego, se sugiere mantener la ventana de	Se sugiere mantener la ventana de tiempo indicada en el Artículo 3-11, literal c) en 500 ms.	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			tiempo indicada en el Artículo 3-11, literal c) en 500 ms.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
709	Acenor A.G.	5-32	En el Artículo 5-32 se indica: “Para la aplicación del Artículo 5-31, en Estado Normal, las Contingencias Simples que deberán ser consideradas por el Coordinador y superadas sin pérdida de estabilidad sincronismo de las unidades generadoras del SI, son las siguientes: Contingencias Simples de Severidad 1 y 2, sin actuación de EDAC o EDAG.” Dado la existencia de elementos con menor capacidad de soporte de variaciones de frecuencia y tensión (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes), dicho requerimiento podría no cumplirse con las condiciones actuales del sistema. De hecho, actualmente en el sistema no se está cumpliendo dado que ha habido diversos eventos que terminan propagándose y controlándose, entre otras cosas, mediante la activación de EDAC. La solución a este desafío tiene distintas dimensiones: a.) fortalecer a los elementos más vulnerables a variaciones de tensión y frecuencia (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes); b.) robustecer la red; c.) permitir activación de EDAC o EDAG ante contingencias como condición normal.	Dado la existencia de elementos con menor capacidad de soporte de variaciones de frecuencia y tensión (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes), dicho requerimiento podría no cumplirse con las condiciones actuales del sistema. De hecho, actualmente en el sistema no se está cumpliendo dado que ha habido diversos eventos que terminan propagándose y controlándose, entre otras cosas, mediante la activación de EDAC. La solución a este desafío tiene distintas dimensiones: a.) fortalecer a los elementos más vulnerables a variaciones de tensión y frecuencia (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes); b.) robustecer la red; c.) permitir activación de EDAC o EDAG ante contingencias como condición normal.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 643.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
710	Acenor A.G.	5-34	En el Artículo 5-34 se indica el requerimiento: "La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de ±10% en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia," lo que es incompatible con la curva con requerimientos de recuperación de tensión que se define en el mismo artículo. También se indica: "La tensión en las barras del ST no deberá exceder un 1,3 por unidad por un tiempo superior a 80 [ms], contando desde el instante del despeje de la falla." Lo que pareciera ser una sobre especificación respecto de estándares internacionales. En este contexto, se puede identificar que la curva que se define en el Artículo 5-34 tampoco en consistente con requerimientos internacionales, por ejemplo, IEEE 2800 o PRC 024 (NERC). La curva de requerimientos de recuperación de tensión indicada en el Artículo 5-34 también puede ser inconsistente con los tiempos de despeje de protecciones definidos en el Artículo 5-40.	Se debe modificar la curva que define la zona de soporte de variaciones de tensión de manera que sea consistente con estándares internacionales, como por ejemplo IEEE 2800 o PRC 024 (NERC). La curva de requerimientos de recuperación de tensión indicada en el Artículo 5-34 también debe ser consistente con los tiempos de despeje de protecciones definidos en el Artículo 5-40.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Umbral de sobretensión en la recuperación dinámica".
711	Acenor A.G.	5-35	Se elimina el Artículo 5-35: En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 200 [kV] será igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en ST de tensión inferior a 200 [kV]. Se sugiere mantenerlo. También se sugiere limitar la reducción de frecuencia de manera que en ningún caso sea inferior a 47,5 Hz. Lo anterior debido a la	Se sugiere mantener el Artículo 5-35 y rescribirlo de la siguiente manera para que esté más armonizado con la vulnerabilidad que actualmente la NT CyO PMGD introduce con los requerimientos de soporte de reducciones de frecuencia en PMGDs: En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] será igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en ST de tensión inferior	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Artículo 5-35 de la NTSyCS".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			vulnerabilidad actual que tienen los PMGDs en términos de soporte de reducción de frecuencia.	a 66 [kV]. En ningún caso la frecuencia podrá descender de 47,5 [Hz].		
712	Acenor A.G.	5-51	El Artículo 5-51 indica “En Estado de Emergencia, el SI deberá mantenerse estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo, inestabilidad de tensión o frecuencia, disgregación en Islas Eléctricas o Interacciones de Control frente a variaciones normales de la demanda y la generación.” Se sugiere precisar el alcance de “variaciones normales de la demanda y la generación”, que debería ser consistente con la aplicación de los requerimientos de la NT de SSCC para el caso de la definición del servicio de CPF y CSF, y su aplicación en la programación de la operación. De esta manera se precisa más claramente el alcance de la aplicación de dicho requerimiento y se definen los bordes bajo los cuales no es esperable que una isla se mantenga operando estable en Estado de Emergencia.	Se sugiere complementar el requerimiento del artículo 5-51 con una definición de "variaciones normales de demanda y generación". Por ejemplo, corresponden a variaciones normales de demanda y generación aquellas que determine el Coordinador en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas para la determinación del Control Primario de Frecuencia.	No se acoge	Lo solicitado por el agente se encuentra fuera del alcance de la presente modificación normativa. Se deja constancia que la actual modificación normativa responde a ajustes urgentes identificados por la Comisión, orientados a resguardar la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional. Estas modificaciones fueron presentadas en la sexta sesión del Comité Consultivo y expuestas a la industria en el borrador publicado en el marco de la presente Consulta Pública. Cabe destacar que, el proceso de modificación de la NTSyCS concluirá con la revisión integral de la Norma Técnica, cuyo proyecto de modificación de norma técnica será sometido a Consulta Pública en una etapa posterior, conforme al Plan Normativo aprobado mediante la Resolución Exenta N°618 de 2023.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
713	Acenor A.G.	5-72	En el Artículo 5-72 se indica: “En Estado Normal y Alerta, el SI deberá operar cumpliendo con los requerimientos mínimos de Fortaleza definido para cada AtC, conforme con los resultados del último “Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN”, cuyos lineamientos se establecen en el TÍTULO 6-8 de la presente NT.” Si es un requisito cumplir con el requerimiento establecido en el Artículo 5-51, entonces las condiciones de operación que se definan para el sistema también deben garantizar que en Estado de Emergencia las zonas donde están instalados los generadores basados en inversores tendrán un nivel mínimo de fortaleza de red. En caso contrario, no se puede garantizar operación estable de la generación basada en inversores y por lo tanto, se podría propagar una falla con consecuencias que pueden incluso llevar a un Apagón Total. La necesidad de garantizar fortaleza de red en condición de operación en isla, es una lección aprendida post blackout del 28 de septiembre de 2016 en Australia. Reporte AEMO: “Black System South Australia 2016”, sección X.3, tabla 27.	En el Artículo 5-72 se indica: “En Estado Normal, de Alerta, y de Emergencia, el SI deberá operar cumpliendo con los requerimientos mínimos de Fortaleza definido para cada AtC, conforme con los resultados del último “Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN”, cuyos lineamientos se establecen en el TÍTULO 6-8 de la presente NT.”	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 583.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
714	Acenor A.G.	5-73	En el Artículo 5-73 se indica: “Para efectos del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN indicado en el TÍTULO 6-8 de la presente NT, se deberá cumplir que, luego de ocurrida una Contingencia Simple de Severidad 4a, el índice de desempeño dinámico calculado en la barra del SI cuya localización sea la más cercana eléctricamente al lugar de ocurrencia de la falla, no exceda el 90% del valor del IDD requerido, calculado de acuerdo con el Artículo 5-75 de la presente NT.” No queda clara la métrica que se está estableciendo en el Artículo 5-73. No se indica cuál es el “valor del IDD requerido”. La métrica IDD, por distintos factores, es complejo determinarla en la práctica. Si no se tiene un proceso confiable de verificar los parámetros del modelo y la similitud de su respuesta con respuestas transitorias reales en el sistema eléctrico, se tiene un alto riesgo de que el índice IDD se determine sobre condiciones ideales distantes de la realidad. Si ello es así, pierde sentido. Se sugiere eliminar el uso del IDD.	Se sugiere eliminar el uso del IDD.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".
715	Acenor A.G.	5-74	En el Artículo 5-74 se indica: “Para efectos del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN indicado en el TÍTULO 6-8 de la presente NT, deberá verificarse que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple de Severidad 5, los valores de frecuencia mínima y de RoCoF alcanzados por el sistema o subsistema eléctrico, cuando corresponda, medidos en la barra eléctricamente más cercana al punto de ocurrencia de la perturbación y calculado de acuerdo con el Artículo 5-76 de la presente NT, no den lugar a la actuación de un EDAC.” La aplicación del artículo, bajo las condiciones propuestas, implica verificar variaciones de frecuencia en una ventana de tiempo de 100	La aplicación del artículo, bajo las condiciones propuestas, implica verificar variaciones de frecuencia en una ventana de tiempo de 100 ms, que es más exigente que los requerimientos actuales de 500 ms. Lo anterior puede implicar modificaciones al EDAC de BF, particularmente a los escalones que se activan por RoCoF. Se sugiere mantener especificación de RoCoF utilizada en la actualidad.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Periodo de tiempo para la medición de la tasa de cambio de la frecuencia".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			ms, que es más exigente que los requerimientos actuales de 500 ms. Lo anterior puede implicar modificaciones al EDAC de BF, particularmente a los escalones que se activan por RoCoF.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
716	Acenor A.G.	5-75	La definición del índice de desempeño dinámico establecido en Artículo 5-75 tiene los siguientes conflictos: a.) La magnitud depende del estado pre-falla del sistema, ya que en estado normal la tensión puede estar entre 0.95 y 1.05 p.u. b.) La tensión post-falla en régimen permanente es distinta a la tensión pre-falla, por lo que se tiene error permanente y el valor del IDD diverge. c.) El complejo validar que las oscilaciones transitorias son consistentes con la realidad del sistema ante una perturbación similar. d.) No se ha definido un estándar y tampoco se ha visto su aplicación a nivel internacional. e.) No refleja el hecho de que si la tensión está fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34, el inversor podría desconectarse (área de "may trip" acorde a estándares internacionales). Se sugiere eliminar la referencia al IDD teórico que se ha defido. Respecto a la evaluación prospectiva, como indicador de debilidad de red los siguientes factores: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5 (Ver Nota). b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34. c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la	Se sugiere eliminar la referencia al IDD teórico que se ha defido. Detalle en explicación adjunta en columna D.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia. Si se desea monitorear oscilaciones en el sistema, lo más práctico, antes de hacer simulaciones, es utilizar los recursos de infraestructura real disponible mediante el Estudio para la Implementación del Módulo de Medición Fasorial (https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/07/Informe-Estudio-Modulo-de-Medicion-Fasorial-2024.pdf). Con los datos que cuenta el Coordinador, producto de la implementación del Módulo de Medición Fasorial, puede contar con información real sobre el nivel de oscilaciones en el sistema y tomar acción sobre los controladores que corresponda para reducir dichas oscilaciones, tal como se ha hecho, por ejemplo, en Australia. Nota: El SCR permite generar medidas gestionables en término de evaluar si un inversor en particular puede sorportar operar bajo las condiciones de SCR específicas, porque los proveedores de inversores trabajan, de manera estandarizada, en sus especificación con esa métrica. Los proveedores de inversores no trabajan o utilizan en su especificación el IDD definido por la CNE, lo que dificulta la verificación de la idoneidad del equipamiento.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
717	Acenor A.G.	5-76	El Artículo 5-76 establece: “para efectos del cálculo de la frecuencia mínima y RoCoF en una barra *j* del sistema eléctrico después de ocurrida una perturbación, se calculará considerando una ventana de tiempo móvil de 100 ms.” La aplicación del artículo, bajo las condiciones propuestas, implica verificar variaciones de frecuencia en una ventana de tiempo de 100 ms, que es más exigente que los requerimientos actuales de 500 ms. Lo anterior puede implicar modificaciones al EDAC de BF, particularmente a los escalones que se activan por RoCoF.	Se sugiere mantener requerimiento actual para cálculo del RoCoF	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Periodo de tiempo para la medición de la tasa de cambio de la frecuencia".
718	Acenor A.G.	6-46	El Artículo 6-46 indica: “El Coordinador deberá realizar el Estudio de Requerimientos de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional conforme a lo establecido en el Anexo Técnico “Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez” de la presente NT.” Se debe precisar cuándo y con qué frecuencia.	El Coordinador deberá realizar el Estudio de Requerimientos de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional conforme a lo establecido en el Anexo Técnico “Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez” de la presente NT. El estudio se realizará de manera anual.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 588.
719	Acenor A.G.	6-47	El Artículo 6-47, letra f, establece que entre los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez se debe incluir un conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda. Las medidas deberían tener una justificación técnica y económica.	El Artículo 6-47, letra f, debería establecer que entre los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez se debe incluir un conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica y económica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda.	No se acoge	De acuerdo con los ajustes y actualizaciones realizadas al Anexo Técnico de Estudio de Análisis de Robustez del SEN, se acota el alcance del mismo. El estudio realizará solamente un análisis de robustez sobre el SEN, identificando áreas coherentes y categorizándolas (redes fuertes o débiles). Por tanto, no se requiere un análisis de costo eficiencia.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
720	Acenor A.G.	General	No se incluye curva que define condiciones de recuperación dinámica de frecuencia o áreas de frecuencia fuera de condición de riesgo de manera consistente con capacidad de soporte de variaciones de frecuencia de generadores PMGD y generadores detrás del medidor en redes MT/BT. Por ejemplo, el estándar NERC PRC 024, incluye:	No se debiera incluir una curva que defina las condiciones de recuperación dinámica de frecuencia o áreas de frecuencia fuera de condición de riesgo de manera consistente con capacidad de soporte de variaciones de frecuencia de generadores PMGD y generadores detrás del medidor en redes MT/BT.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 590.
721	Acenor A.G.	1-7	Definición "72. Modo de Operación Representativo" se usa en el contexto de definición de escenarios para el Estudio de Robustez. En este sentido, la definición debe corresponder a un modo de operación del sistema que sea representativo de una condición de despacho, lo que no queda claro con el texto propuesto.	72. Modo de Operación Representativo: Estado de despacho de la generación, carga, almacenamiento, redes de transmisión y otros elementos relevantes del sistema eléctrico, que en su conjunto corresponden a una condición de operación del sistema eléctrico que es representativa de una o más condiciones reales de operación del sistema.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".
722	Acenor A.G.	1-7	En la definición "106. Severidad 4a" se indica: "Cortocircuito trifásico a tierra con impedancia de falla pequeña, ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección. **La impedancia de falla deberá ser tal que, la corriente cortocircuito sea elevada, aunque ligeramente inferior a la correspondiente a una falla con impedancia cero.**" Se tiene como observación que la definición es ambigua, toda vez que existen infinitos valores de corriente de cortocircuito que cumplen con la condición "la corriente cortocircuito sea elevada, aunque ligeramente inferior a la correspondiente a una falla con impedancia cero." Adicionalmente, en la propuesta de borrador de la NTSyCS no se ha definido un criterio o metodología para determinar la impedancia de falla de una forma objetiva, lo		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			que permite espacio a discrecionalidad. Lo anterior es especialmente relevante toda vez que el cumplimiento de la métrica "IDD" propuesta en el artículo 5-75 depende directamente de la corriente de cortocircuito. Asimismo, la clasificación de si el subsistema que se está analizando corresponde a una Red Débil o no dependerá directamente de la impedancia de falla que se elija en los estudios que se realicen.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
723	Acenor A.G.	3-6	En el artículo 3-6, literal a), se indica "Si un Coordinado decide instalar una unidad generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, cuya potencia nominal en su Punto de Conexión sea mayor que la potencia nominal de la mayor unidad generadora existente a la fecha de puesta en servicio de su proyecto, deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos y **electromagnéticos** del sistema eléctrico que permitan evaluar los efectos de su desconexión intempestiva, considerando esta como una falla de Severidad 5". Al respecto, se tiene como observación que los estudios EMT tienen valor si se tiene una adecuada representación de los elementos en el sistema junto a sus sistemas de control. Se ha observado que los modelos EMT de las plantas pueden ser confidenciales. Si los estudios EMT se desarrollan con modelos genéricos, el análisis es simplemente un análisis académico, pero no es representativo de la realidad del sistema. Actualemente, parte importante de la mejora continua se produce porque hay diversos agentes que pueden analizar y observar las bases de datos del Coordinador, lo cual no sería posible si los modelos EMT se mantienen confidenciales. Se sugiere definir un mecanismo para que los agentes interesados puedan acceder a realizar análisis y revisión de los modelos EMT.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
724	Acenor A.G.	3-6	En el artículo 3-6, literal j), se indica "Aquellas instalaciones que se interconecten en una Red Débil no deberán degradar la Fortaleza existente en el Área de Tensión Coherente. Se entenderá que no degrada la Fortaleza cuando su operación no deteriora el desempeño de los estándares señalados en el TÍTULO 5-15. Lo anterior deberá ser verificado con ocasión a los estudios de interconexión señalados en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" de la presente NT." Al respecto, se sugiere indicar que, dado que la no degradación de una Red Débil es un requisito de interconexión para los generadores, todos los costos asociados a la adecuación de la infraestructura del sistema necesaria para la interconexión de la instalación será de cargo de quién se conecta.	En el artículo 3-6, literal j), se sugiere incorporar el siguiente párrafo: "Todos los costos asociados a la adecuación de la infraestructura del sistema necesaria para la interconexión de la instalación será de cargo del Coordinado que interconecta la instalación".	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".
725	Acenor A.G.	5-72	El artículo 5-51 contenido en el Título 5-10 "Estándares de Recuperación dinámica en Estado de Emergencia" de la NTSyCS se modificó indicando: "En Estado de Emergencia, el SI deberá mantenerse estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo, inestabilidad de tensión o frecuencia, disgregación en Islas Eléctricas o **Interacciones de Control** frente a variaciones normales de la demanda y la generación." De esta forma, para determinar los requerimientos mínimos de Fortaleza se debe tener como criterio en el "Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN" que debe ser posible complir con el estándar indicado en el Artículo 5-51 en caso que el SEN, por algúna perturbación, quede en Estado de Emergencia.	Entre el primer y segundo párrafo del artículo 5-72, se sugiere agregar el siguiente párrafo: "Para determinar los requerimientos mínimos de Fortaleza del SEN, el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN debe considerar que debe ser posible cumplir con los estándares de recuperación dinámica en Estado de Emergencia, conforme a los establecido en el Artículo 5-51."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
766	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	General	Si bien se valora la incorporación de definiciones como 'Red Débil', 'Robustez' y 'Fortaleza', se recomienda que estas definiciones incluyan referencias explícitas a las condiciones de operación típicas en sistemas con alta penetración solar fotovoltaica, considerando variaciones diurnas y estacionales. Esto permitiría que las clasificaciones de red fuerte/débil y los requisitos asociados reflejen de forma más realista el comportamiento dinámico de zonas con alta generación FV.	Agregar en las definiciones que la evaluación de robustez y fortaleza debe considerar explícitamente los perfiles de inyección de generación solar fotovoltaica, variabilidad estacional y su interacción con sistemas de almacenamiento en la zona.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de Red Débil y Red Fuerte".
793	Coordinador Eléctrico Nacional	1-6	22. IBR : Instalación(es) Basada(s) en Convertidores, del inglés Inverter Based Resources.	"IBR : Recursos Basados en Inversores, del inglés Inverter Based Resources."	No se acoge	Se considera adecuada la definición de "Instalación basada en convertidores" en atención a que convertidor es un término más general para caracterizar aquellas instalaciones que utilizan electrónica de potencia.
794	Coordinador Eléctrico Nacional	1-7	5. Área de Frecuencia Coherente: Subsistema del SI compuesto por un conjunto de barras, localizadas dentro de un área geográfica continua, cuya frecuencia presentan un comportamiento dinámico similar frente a perturbaciones.	"cuya frecuencia presenta"	No se acoge	Se eliminan las definiciones de área de tensión y área de frecuencia, dado que dichas definiciones se establecen y utilizan en el marco del Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del SEN.
795	Coordinador Eléctrico Nacional	1-7	17. Central(es) IBR: Corresponde a unidades generadoras o la componente de generación de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento cuya interfaz con el sistema eléctrico se realiza mediante electrónica de potencia.	"Central IBR: Corresponde a una unidad generadora o a la componente de generación de una CRCA que se encuentra conectada asincrónicamente al SI a través de un convertidor electrónico de potencia."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
796	Coordinador Eléctrico Nacional	1-7	26. Controlador de Tensión. La definición establece que para una central IBR el punto de control de tensión corresponde al Punto de Conexión. No obstante lo anterior, existen casos de centrales que, por compartir instalaciones o puntos de conexión comunes (ejemplo, FV + BESS), o por la configuración de PPC, no es factible que esas centrales tengan el mismo punto de control. Por lo tanto, se propone modificar la definición de manera que considere el control de tensión en un nodo remoto (distinto al punto de conexión) cuando se justifique y se pruebe que es efectivo.	Controlador de Tensión: En el caso de una unidad generadora sincrónica, es el dispositivo que permite el control de la tensión en los terminales de la unidad o en un nodo remoto, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el control de la excitatriz para modificar la corriente del campo rotatorio. En el caso de un IBR, corresponde al dispositivo que permite el control de la tensión en el Punto de Conexión del parque al ST o en un nodo remoto, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva dispuestos para esos fines.	Se acoge	
797	Coordinador Eléctrico Nacional	1-7	61. Instalación Basada en Convertidores: Instalación cuya interfaz con el sistema eléctrico se realiza mediante electrónica de potencia, sin componentes rotatorios que operen en sincronismo con la frecuencia del referido sistema. Estas instalaciones incluyen unidades generadoras, convertidores de corriente continua, Sistemas de Almacenamiento de Energía, equipos de compensación reactiva dinámica, entre otras.	"Instalación basada en IBR: Instalación cuya interfaz con el sistema eléctrico se realiza mediante electrónica de potencia, sin componentes rotatorios que operen en sincronismo con la frecuencia del referido sistema. Estas instalaciones incluyen unidades generadoras, convertidores de corriente continua, Sistemas de Almacenamiento de Energía, equipos de compensación reactiva dinámica, entre otras."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador".
798	Coordinador Eléctrico Nacional	1-7	88. Red Débil: Es aquel subsistema del SI que presenta una alta sensibilidad ante perturbaciones donde una pequeña variación en los flujos de potencia activa o reactiva provoca cambios significativos en la tensión o frecuencia del sistema eléctrico, lo que podría implicar el no cumplimiento de los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio. Esta condición está asociada a una baja Robustez.	"Red Débil: Es aquel subsistema del SI que presenta una alta sensibilidad ante perturbaciones donde una pequeña variación en los flujos de potencia activa o reactiva provoca cambios significativos en la tensión o frecuencia del sistema eléctrico, lo que podría implicar incumplir los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio dispuestos en presente norma técnica. Esta condición está asociada a una baja Robustez."	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
799	Coordinador Eléctrico Nacional	1-7	106. Severidad 4a: Cortocircuito trifásico a tierra con impedancia de falla pequeña, ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección. La impedancia de falla deberá ser tal que, la corriente cortocircuito sea elevada, aunque ligeramente inferior a la correspondiente a una falla con impedancia cero. Se recomienda numerar y además indicar cómo se calculará la impedancia de falla “pequeña” y que la forma de estimarla será mediante el método que calcula una impedancia tal que la secuencia positiva de una falla bifásica a tierra sea la misma que una trifásica con impedancia.	"Severidad 4.1: Cortocircuito trifásico a tierra con impedancia de falla calculada de modo que la componente de secuencia positiva sea equivalente a la de una falla bifásica a tierra, ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la definición de Severidad 4a".
800	Coordinador Eléctrico Nacional	1-7	107. Severidad 5: Desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica o IBR de mayor tamaño. En el caso de centrales de ciclo combinado deberá considerarse la configuración turbina de gas – turbina de vapor para determinar si la contingencia simple pudiera afectar total o parcialmente a más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva de un Elemento Serie del ST que implique la salida de servicio de más de una unidad generadora; o, la desconexión intempestiva del mayor bloque de demanda en distintas zonas del SI que pueda presentarse como resultado de una Contingencia Simple en las Instalaciones de Clientes; o, una falla permanente en el polo de un enlace HVDC monopolar; o, en el caso de una IBR, deberá considerarse la potencia despachada y configuración de conexión de la instalación para determinar si, en el marco de una Contingencia Simple, la desconexión puede afectar total o parcialmente a la instalación.	107. Severidad 5: Desconexión intempestiva de la unidad generadora ~~sincrónica~~ o Sistema de Almacenamiento ~~IBR~~ de mayor tamaño. En el caso de centrales de ciclo combinado deberá considerarse la configuración turbina de gas – turbina de vapor para determinar si la contingencia simple pudiera afectar total o parcialmente a más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva de un Elemento Serie del ST que implique la salida de servicio de más de una unidad generadora; o, la desconexión intempestiva del mayor bloque de demanda en distintas zonas del SI que pueda presentarse como resultado de una Contingencia Simple en las Instalaciones de Clientes; o, una falla permanente en el polo de un enlace HVDC monopolar~~; o, en el caso de una IBR, deberá considerarse la potencia despachada y configuración de conexión de la instalación para determinar si, en el marco de una Contingencia Simple, la desconexión puede afectar total o parcialmente a la instalación~~.	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Para efectos de esta severidad se necesita dimensionar la pérdida de potencia inyectada al SI y los IBR no dan cuenta de esa función. Se propone incluir a los SAE y ajustarse al Artículo 3-6.			
801	Coordinador Eléctrico Nacional	1-7	Se sugiere agregar la definición de una central convencional dado que se define Central IBR y CRCA.	Central Convencional: Corresponde a una central generadora compuesta por unidades sincrónicas.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador".
802	Coordinador Eléctrico Nacional	1-7	Una contingencia simple, como la salida de una barra, podría hacer salir un parque completo, potencialmente desconectando más generación que la considerada hoy como la salida de San Isidro II con 400 MW. Hoy esta interpretación podría implicar la desconexión de grandes parques eólicos o solares y tendrá efectos relevantes en la determinación de las reservas de control de frecuencia, pero también en otros estudios de estabilidad que utilizan la falla de severidad 5 como parte de los análisis. Se solicita confirmar este entendimiento.	"Severidad 5: Desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica o IBR de mayor tamaño. En el caso de centrales de ciclo combinado deberá considerarse la configuración turbina de gas – turbina de vapor para determinar si la contingencia simple pudiera afectar total o parcialmente a más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva de un Elemento Serie del ST que implique la salida de servicio de más de una unidad generadora; o, la desconexión intempestiva del mayor bloque de demanda en distintas zonas del SI que pueda presentarse como resultado de una Contingencia Simple en las Instalaciones de Clientes; o, una falla permanente en el polo de un enlace HVDC monopolar; o, en el caso de una IBR, deberá considerarse la potencia despachada y configuración de conexión de la instalación para determinar si, en el marco de una desconexión intempestiva de un Elemento	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 800

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				Serie del ST que pueda afectar total o parcialmente a la instalación."		
803	Coordinador Eléctrico Nacional	3-6	a) Si un Coordinado decide instalar una unidad generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, cuya potencia nominal en su Punto de Conexión sea mayor que la potencia nominal de la mayor unidad generadora...	a) Si un Coordinado decide instalar una unidad generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, cuya potencia nominal en su Punto de Conexión sea mayor que la potencia nominal de la mayor unidad generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía...	Se acoge	
804	Coordinador Eléctrico Nacional	3-6	Se tiene el siguiente texto: "Las instalaciones y equipamientos de unidades generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía que operen interconectadas en el SI, deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño". Se solicita incorporar explícitamente los requerimientos que aplican a los autoproductores.	Las instalaciones y equipamientos de unidades generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía que operen interconectadas en el SI, **incluyendo instalaciones de autoproductores**, deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
805	Coordinador Eléctrico Nacional	3-6	Sería conveniente explicitar la máxima desconexión admisible ya que eso tiene muchas implicancias en la operación del sistema. Además, queda la duda de si la mayor desconexión se tiene que ir actualizando cada vez que entra una planta más grande que alguna de las existentes.	"a) Si un Coordinado decide instalar una unidad generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, cuya potencia nominal en su Punto de Conexión sea mayor que la máxima desconexión admisible de 400 MW, deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos y electromagnéticos sistema eléctrico que permitan evaluar los efectos de su desconexión intempestiva, considerando esta como una falla de Severidad 5."	No se acoge	Lo solicitado por el agente se encuentra fuera del alcance de la presente modificación normativa. Se deja constancia que la actual modificación normativa responde a ajustes urgentes identificados por la Comisión, orientados a resguardar la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional. Estas modificaciones fueron presentadas en la sexta sesión del Comité Consultivo y expuestas a la industria en el borrador publicado en el marco de la presente Consulta Pública. Cabe destacar que, el proceso de modificación de la NTSyCS concluirá con la revisión integral de la Norma Técnica, cuyo proyecto de modificación de norma técnica será sometido a Consulta Pública en una etapa posterior, conforme al Plan Normativo aprobado mediante la Resolución Exenta N°618 de 2023.
806	Coordinador Eléctrico Nacional	3-9	Se solicita que la NTSyCS exija también que las centrales IBR puedan operar con control dinámico de tensión.	El diseño de las Centrales IBR deberá asegurar que éstas sean capaces de operar en forma permanente entregando, absorbiendo reactivos o **controlando tensión de manera dinámica** en el Punto de Conexión al ST, para tensiones del rango de Estado Normal, conforme a la figura que se presenta a continuación:	No se acoge	El artículo 3-9 de la NTSyCS establece los requerimientos asociados al Diagrama PQ, que define la capacidad de entrega y absorción de potencia reactiva de las unidades generadoras y SAE en el punto de conexión, para tensiones dentro del rango de Estado Normal. Las disposiciones relativas al comportamiento dinámico del Controlador de Tensión de las IBR, incluyendo tiempos de reacción, modos de control, estatismos, entre otros, se encuentras reguladas en el Anexo Técnico IBR.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
807	Coordinador Eléctrico Nacional	3-9	Se indica que el límite de aporte de potencia reactiva de las centrales IBR es de +/- 0,3122 pu. Esta especificación entra en contradicción con el presente capítulo y con la NT-SSCC, ya que, este debiese ser el requerimiento mínimo no el máximo o límite de las centrales IBR.	**El aporte mínimo** de potencia reactiva máxima y mínima que deben ser capaces de entregar o absorber las Centrales IBR, se definen considerando una inyección del 95% de la potencia activa nominal operando con un factor de potencia de 0,95, lo que se traduce en **aportes mínimos** para la potencia reactiva de ±0,3122 pu.	Se acoge	
808	Coordinador Eléctrico Nacional	3-9	Se solicita agregar un párrafo que indique que las centrales IBR también deberán configurar, análogo a las unidades sincrónicas, limitadores automáticos en sus curvas P-Q de modo que puedan operar de manera segura en caso de una amplia excursión de la tensión, estando en modo control de tensión (dinámico).	Se sugiere el siguiente párrafo adicional: "Las centrales IBR deberán configurar, al igual que las unidades sincrónicas, limitadores automáticos en sus curvas P-Q de modo que puedan operar de manera segura en caso de una amplia excursión de la tensión, estando en modo control de tensión (dinámico)."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 806.
809	Coordinador Eléctrico Nacional	5-31	El Capítulo 5 usa el concepto de evitar “pérdida de sincronismo” para determinar las medidas a tomar, pero esto solo es claro en el caso de las máquinas sincrónicas (excursión del ángulo de rotor en primera oscilación), por lo que conviene explicitar un criterio equivalente para IBR. De otro modo, sin una métrica clara, la interpretación de este concepto es ambigua.	"La pérdida de sincronismo de IBR se producirá cuando la excursión de fase sostenida mayor que ___ grados por un período de tiempo."	No se acoge	En el contexto de la NTSyCS, se entiende que la pérdida de sincronismo atiende a un fenómeno donde las unidades generadoras o SAE dejan de mantener la coherencia angular con el resto del SI, y no a un fenómeno físico particular de las máquinas rotatorias.
810	Coordinador Eléctrico Nacional	5-34	Figura no se corresponde con lo indicado en las letras que van de la a) a la d) del mismo artículo. Se sugiere corregir figura de acuerdo a lo indicado en el artículo.	-	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
811	Coordinador Eléctrico Nacional	5-34	El literal d) exige que la tensión en barras del ST no exceda 1,3 p.u. por más de 80 ms desde el despeje. Sin embargo, el texto y la figura no calzan plenamente. Se solicita revisar la coherencia entre el texto y la figura.	-	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
812	Coordinador Eléctrico Nacional	5-34	Suponiendo que el estándar correcto es el de la figura, podría ser complejo bajar de 1,1 p.u. antes de 200 ms en redes débiles sin medidas adicionales. Esto implicará rediseñar el PDCE y los EDAC (tanto BF como CE) para cumplir con el nuevo estándar, proponer despachos forzados para el EDAC e incluso, en algunos escenarios podría no ser factible sin infraestructura adicional	"d) La tensión en las barras del ST no deberá exceder un 1,1 por unidad por un tiempo superior a 1 [s], contando desde el instante del despeje de la falla."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Umbral de sobretensión en la recuperación dinámica".
813	Coordinador Eléctrico Nacional	5-35	Se recomienda no eliminar el artículo, sino reservarlo para otras contingencias (no simples) como críticas o extremas, de modo de tener un estándar normativo para el nadir (o frecuencia mínima) que se usará en el diseño de los recursos adicionales de control de contingencias como el EDAC.	"En el caso de una Contingencia Crítica o Extrema, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 200 [kV] será igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en ST de tensión inferior a 200 [kV]."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Artículo 5-35 de la NTSyCS".
814	Coordinador Eléctrico Nacional	5-73	Actualmente, se define el IDD como único indicador obligatorio para evaluar la robustez de tensión del SEN. Considerando que este índice aún no cuenta con aplicación extendida en el SEN, ni con una base de experiencia consolidada a nivel internacional, se estima recomendable que la metodología permita, cuando corresponda, el uso complementario de otros indicadores validados. En la práctica internacional, es frecuente utilizar métricas estáticas (por ejemplo, ESCR, WSCR, SCR) como primer filtro y a continuación el análisis EMT como segunda etapa, lo que brinda flexibilidad y respaldo técnico. Mantener esta posibilidad facilitaría la aplicación de criterios sustentados en experiencia y en métricas reconocidas.	Para efectos del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN indicado en el TÍTULO 6-8 de la presente NT, se deberá cumplir, **entre otros**, que luego de ocurrida una Contingencia Simple de Severidad 4.1, el índice de desempeño dinámico calculado en la barra del SI cuya localización sea la más cercana eléctricamente al lugar de ocurrencia de la falla, no exceda el 90% del valor del IDD requerido, calculado de acuerdo con el Artículo 5-75 de la presente NT.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de IDD e IDD normativo".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
815	Coordinador Eléctrico Nacional	5-73	No se dispone de evidencia comparada que indique que el 90% del IDD requerido efectivamente pueda discriminar lo que a nivel de operadores de otros sistemas eléctricos se considera como red débil.	-	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".
816	Coordinador Eléctrico Nacional	5-75	El cálculo del IDD fija t_ff = 120 ms (6 ciclos) como fin del régimen transitorio desde el tiempo de despeje de la falla. Se recomienda que ese valor sea determinado o validado con otro tipo de indicador, ya que es determinante en el cálculo de la integral y luego en la definición de red débil.	-	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de IDD e IDD normativo".
817	Coordinador Eléctrico Nacional	5-75	Figura no se corresponde con lo indicado en las letras que van de la a) a la d) del artículo 5-34. Se sugiere corregir la figura de acuerdo con lo indicado en el artículo 5-34.	-	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
818	Coordinador Eléctrico Nacional	6-29	En el literal e) se indica que las IBR deben mantener sincronismo durante y después de despejada la falla, siendo capaces de alcanzar una condición de operación estable. En la norma no se especifican cuáles son las condiciones que permiten catalogar que la operación resulta "estable". Se recomienda precisar cuáles son esas condiciones o si debe entenderse que corresponden a las indicadas en el artículo 3-10.	e) Las IBR mantengan sincronismo durante y después de despejada la falla, siendo capaces de alcanzar una condición de operación estable según lo establecido en el artículo 3-10 de la presente norma.	No se acoge	No se requiere realizar la modificación propuesta en la observación, en atención a que esto es regulado en el Anexo Técnico IBR.
819	Coordinador Eléctrico Nacional	6-47	En literal e) se indica que el Estudio de Requerimientos de Robustez debe incluir los resultados de las simulaciones dinámicas realizadas para el análisis de robustez de V y F incluyendo el valor de los indicadores de desempeño. Se estima necesario que la norma precise a qué indicadores de desempeño se refiere o si deben ser definidos por el Coordinador a partir de sus estudios.	-	Se acoge parcialmente	En la actualización del Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del SEN se precisan los indicadores de desempeño a los que originalmente se refería el artículo citado.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
820	Coordinador Eléctrico Nacional	Nuevo artículo transitorio	En línea con los comentarios sobre la implementación del índice IDD y la evaluación de fortaleza de red en el sistema, se propone un artículo transitorio que habilite al Coordinador poder utilizar otras métricas y metodología para dicho estudio, mientras se implementa y evalúa la metodología propuesta por la Comisión y el nuevo indicador IDD. Incluyendo la posibilidad de mejorar el indicador y metodología presentado. Esto contemplando el objetivo de hacer un primer estudio de fortaleza en plazo y con los lineamientos más conocidos y extendidos a nivel internacional, esto es: calcular métricas estáticas para diversos escenarios exigentes pero realistas; definir límites mínimos aceptables para tales métricas (considerando un rango de seguridad tal de disminuir los riesgos de fenómenos difíciles de detectar sin una representación OEM de modelos EMT validada en terreno o sin una levantamiento preciso de los parámetros de control realmente implementados en las plantas IBR en terreno y en operación); estimar los requerimientos de fortaleza derivados de respetar los límites mínimos aceptables de los indicadores o métricas recién mencionados; validar las soluciones con simulaciones EMT.	Con la finalidad de contar con un periodo de implementación, revisión y validación del nuevo indicador de fortaleza de red, en el primer ejercicio de evaluación de fortaleza de la red el Coordinador podrá disponer otra metodología con indicadores para identificar zonas débiles y estimar requerimiento y refuerzos en el sistema eléctrico. Esta metodología consistirá en calcular métricas estáticas para diversos escenarios exigentes pero realistas; definir límites mínimos aceptables para tales métricas, considerando un rango de seguridad para cubrir aquellos fenómenos que requieren de una representación OEM de modelos EMT validada en terreno o un levantamiento preciso de los parámetros de control realmente implementados en las plantas IBR en terreno y en operación; estimar los requerimientos de fortaleza derivados de respetar los límites mínimos aceptables de los indicadores o métricas; validar las soluciones con simulaciones EMT. Luego de 12 meses en vigencia de las modificaciones de la NTSyCS, y en base a las evaluaciones que realice el Coordinador del índice IDD, considerando su validez respecto de la respuesta dinámica de la red y comparación con otros indicadores de fortaleza, el Coordinador podrá proponer ajustes y mejoras a la metodología de fortaleza, que permitan facilitar el cálculo y estimación de los requerimientos de fortaleza requeridos en el SEN. Estos cambios, en casos que correspondan, deberán ser documentados en un informe de manera que será un complemento a la metodología incluida en el Anexo Técnico de "Metodología para Determinar Requerimientos se Robustez".	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de IDD e IDD normativo".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
920	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	1-7	En diversas definiciones y artículos de la Norma Técnica se emplea el concepto de IBR para referirse a centrales. Sin embargo, de acuerdo con la definición de dicha sigla, su alcance sería más amplio. Utilizarlo como sinónimo permanente para ciertas instalaciones basadas en convertidores les atribuiría características que estas no necesariamente pueden cumplir, como ocurre, por ejemplo, en la definición de Controlador Frecuencia/Potencia.	Se solicita que la Comisión revise el uso del concepto IBR o, en su defecto, incorpore definiciones adicionales y más específicas, por ejemplo, Centrales IBR y SAE IBR, a fin de evitar hacer solicitudes de características que no pueden prestar algunas Instalaciones Basadas en Convertidores.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador".
921	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	1-7	La definición de "Régimen Permanente" no hace referencia a que dicha operación debe dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 72-1 de la LGSE, garantizando así la operación más económica del sistema. Es importante que se resguarde siempre que la seguridad debe ser acompañada necesariamente de garantizar la operación más económica del sistema, y que aquello esté contenido en la NT.	Es fundamental que la definición de "Régimen Permanente" del SI precise que este debe dar cumplimiento a los principios establecidos en la LGSE, incluyendo el de garantizar la operación más económica.	No se acoge	El alcance de la definición observada tiene un carácter técnico, enfocado en el estado de las principales variables eléctricas del sistema (tensión y frecuencia).
922	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	1-7	Por consistencia se recomienda incluir la definición de "Reserva Terciaria"	Reserva Terciaria: Reserva para el CTF.	Se acoge	
923	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	1-7	Se sugiere evaluar si, frente a contingencias severas, la definición de "Robustez" requiere mantener un comportamiento estable. En caso afirmativo, se solicita que la Comisión comparta los análisis técnico-económicos que respalden dicha decisión.	Robustez: Capacidad de un sistema eléctrico de mantener un comportamiento estable frente a pequeñas perturbaciones, así como de resistir contingencias severas y sin comprometer la operación segura.	No se acoge	La Robustez se mide de acuerdo con los estándares de seguridad y calidad de servicio definidos en la NTSyCS. En ese sentido, la definición observada hace alusión a que el SI requiere mantener un comportamiento estable bajo las correspondientes severidades definidas en la NTSyCS.
924	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-6	El artículo 3-6 literal a) "...de la mayor unidad generadora existente a la fecha de puesta en servicio de su proyecto,...." El texto no deja claro si se refiere a la mayor unidad generadora del área geográfica o del SI. Además, en el texto citado sólo se hace referencia a la "unidad generadora" excluyendo a los SAE.	El artículo 3-6 literal a) "...de la mayor unidad generadora o SAE existente en el SI a la fecha de puesta en servicio de su proyecto,...."	Se acoge parcialmente	Se aclara la redacción del artículo, mencionando que exigencia es respecto a la mayor unidad generadora o SAE existente a la fecha de puesta en servicio del proyecto. Por otra parte, no se considera necesario modificar la referencia al área geográfica o el SI, dado que la redacción vigente del artículo otorga suficiente claridad respecto del alcance de la disposición.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
925	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-9	El texto menciona lo siguiente: *"En cuanto a los Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA, el diseño deberá asegurar que éstas sean capaces de operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el Punto de Conexión..."*. No obstante, no se hace mención al porcentaje de potencia activa nominal ni el factor de potencia bajo los cuáles se definen estos límites, tal como si se hace para las Centrales IBR en el párrafo anterior.	En otro párrafo: Los límites de potecnia reactiva máxima y mínima que deben ser capaces de entregar o absorber los Sistemas de Almacenamiento, se definen considerando una inyección o absorción del 95% de la potencia nominal operando a un factor de potencia de 0,95, lo que se traduce en valores límites para la potencia reactiva de ±0,3122 pu.	Se acoge parcialmente	Se adecúa la redacción del Artículo 3-9 de la NTSyCS para dar mayor claridad de la exigencia de curvas PQ diferenciadas para las componentes de generación y de SAE de los IBR. Se especifica en ambos casos el factor de potencia sobre el cual se define el límite de máxima entrega y absorción de reactivos.
926	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-9	Respecto a la incorporación del Artículo 3-9, que reemplaza al anterior Artículo 3-8, se observa una modificación en las exigencias de diseño aplicables a las Centrales IBR, particularmente lo referido a centrales eólicas. En este caso, se establece un requerimiento más exigente respecto del rango permanente de operación en el cual dichas centrales deben entregar o absorber potencia reactiva en el Punto de Conexión al Sistema Eléctrico Nacional, para tensiones dentro del rango definido como Estado Normal. No obstante, en el cuerpo de la Norma Técnica no se explicita si este nuevo requerimiento aplica retroactivamente a centrales eólicas existentes, ni se aborda la factibilidad técnica de cumplimiento por parte de estas instalaciones, las cuales fueron diseñadas conforme a exigencias anteriores. Por lo anterior, y considerando que las centrales eólicas actualmente en operación o declaradas en proceso de construcción fueron diseñadas y/o construidas bajo los criterios vigentes en versiones anteriores de la NTSyCS, se solicita incorporar una disposición transitoria que permita analizar la aplicabilidad de este nuevo requerimiento, estableciendo plazos específicos para su evaluación. Alternativamente, se propone que el mismo Artículo 3-9 explicite que esta exigencia será aplicable únicamente a aquellas centrales	se solicita incorporar una disposición transitoria que permita analizar la aplicabilidad de este nuevo requerimiento, estableciendo plazos específicos para su evaluación. Alternativamente, se propone que el mismo Artículo 3-9 explicite que esta exigencia será aplicable únicamente a aquellas centrales eólicas cuyo proceso de declaración en construcción se inicie con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Norma Técnica. En este contexto, se solicita adicionalmente aclarar cómo se materializará esta exigencia para las centrales eólicas que cuentan con el proceso de verificación del servicio complementario de control de tensión aprobado, considerando que dicho proceso fue realizado conforme a las exigencias normativas anteriores.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Disposiciones transitorias asociadas al Capítulo 3 de la NTSyCS".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			eólicas cuyo proceso de declaración en construcción se inicie con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Norma Técnica. En este contexto, se solicita adicionalmente aclarar cómo se materializará esta exigencia para las centrales eólicas que cuentan con el proceso de verificación del servicio complementario de control de tensión aprobado, considerando que dicho proceso fue realizado conforme a las exigencias normativas anteriores.			
927	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-11	El inicio del artículo menciona lo siguiente: *"Para la aplicación de lo indicado en el Artículo 3-10, las unbidades generadoras deberán ser al menos capaces de:"*. El texto debería hacer mención a los Sistemas de Almacenamiento de Energía.	Para la aplicación de lo indicado en el Artículo 3-10, las unbidades generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía deberán ser al menos capaces de:	Se acoge	
928	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	5-5	Conforme a lo dispuesto en el artículo 72-1 de la LGSE, la operación del sistema debe realizarse de manera segura y económica. En este sentido, operar por sobre los estándares establecidos por el Regulador implica un incremento en los costos de operación del sistema.	Se solicita que se establezca de forma explícita que el Coordinador no podrá operar el sistema bajo criterios de seguridad superiores a los definidos en la Norma Técnica.	No se acoge	Lo solicitado en la observación no es del alcance este artículo, puesto que este habla sobre la planificación del desarrollo del SI y no sobre su operación.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
929	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	5-31	Se ha observado que, en áreas del sistema con bajo grado de enmallamiento, la implementación de obras de transmisión frecuentemente se retrasa debido a la imposibilidad de operar el sistema de manera eficiente y segura sin la infraestructura que se encuentra en intervención. Por ello, se solicita adicionar un párrafo en el artículo que permita, bajo ciertas condiciones y durante el desarrollo de obras de transmisión, operar un área específica del sistema con medidas operativas especiales, permitiendo por ejemplo el desmembramiento del sistema en islas, el desprendimiento de carga y la utilización -o aumento momentáneo- de todos los servicios complementarios disponibles. Esta medida se justifica además al considerar que, en algunos casos, los sobrecostos asociados a operar bajo el grado de seguridad de un "Estado Normal" resultan incluso superiores al Valor de Inversión (VI) de la obra de expansión.	Se solicita incluir, dentro de los estados normales, un estado denominado “Normal bajo desarrollo de obras”, el cual debe permitir desmembramiento en islas, desprendimiento de carga u otras medidas con la finalidad de equilibrar la operación segura y eficiente del sistema. Este estado deberá tener un carácter local, considerando las particularidades de cada área del sistema, y no deberá aplicarse de manera general a la totalidad del mismo.	No se acoge	El marco normativo vigente establece que la operación del SI debe realizarse bajo condiciones que resguarden la seguridad y calidad de servicio, conforme a los estados operativos definidos en la NTSyCS. La incorporación de un nuevo estado operativo denominado “Normal bajo desarrollo de obras” no resulta consistente con este principio, dado que implicaría flexibilizar estándares que son esenciales para la confiabilidad sistémica. Cabe señalar que la normativa contempla herramientas operativas y de coordinación que permiten gestionar contingencias durante la ejecución de obras, incluyendo la aplicación de medidas excepcionales bajo supervisión del Coordinador, en coherencia con los criterios de seguridad establecidos.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
930	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	General	La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y sus reglamentos establecen los instrumentos mediante los cuales es posible incorporar nueva infraestructura de SSCC y obras de transmisión. En este contexto, la Norma Técnica no debiera dar lugar a la creación de instrumentos adicionales. De la revisión de las modificaciones normativas, se desprende que el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN podría permitir la incorporación de infraestructura adicional con impacto en la tarifa al cliente final. La observación permitirá que la regulación se aplique armónicamente considerando las disposiciones legales y reglamentarias, y que no sea un informe derivado en la norma técnica, el que pueda incidir en la cuenta del cliente final.	Se solicita que la Norma Técnica incluya expresamente un artículo que establezca que el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN solo podrá ser utilizado como insumo para el dimensionamiento de requerimientos en el Estudio SSCC, como insumo para la incorporación de nuevos SSCC mediante el proceso de modificación de la resolución correspondiente, o para proponer nuevas obras en el marco del proceso de planificación de la transmisión u obras urgentes conforme lo establece el artículo 102 de la Ley. En ningún caso las soluciones que se deriven de este estudio podrán ser vinculantes si implican requerimientos de nueva infraestructura que incidan en la tarifa del cliente final, dado que, conforme al artículo 6 de la Ley N.º 2224, dicha facultad recae en la Comisión y no en el Coordinador.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
931	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	6-46	Se solicita incluir un nuevo artículo transitorio, que establezca de manera explícita que, para los dos primeros Estudio de Robustez, en caso de identificarse zonas con incumplimiento normativo considerando las instalaciones existentes y futuras, cualquier obra de transmisión o requerimiento de aporte de reactivos deberá ser evaluado en el siguiente Plan de Expansión de la Transmisión, o aplicación del artículo 102° de la LGSE, según corresponda de acuerdo con las necesidades detectadas. Este plan deberá definir las obras que deben incorporarse al sistema, evitando que, mediante instrucciones directas o licitaciones de SSCC, se incorporen obras que puedan resultar ineficientes desde el punto de vista técnico y económico.	Se sugiere la inclusión de un nuevo artículo transitorio que establezca que todos los recursos adicionales que se deriven del estudio y que tengan por objetivo dar cumplimiento a los nuevos estándares normativos, de los dos primeros estudios de robustez, deberán ser evaluados en el siguiente proceso de planificación de expansión de la transmisión, o la aplicación del artículo 102° de la LGSE, según corresponda de acuerdo con las necesidades detectadas. Esto permitirá considerar de manera integral las condiciones, características y evolución del Sistema Interconectado en el corto, mediano y largo plazo.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
932	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	5-5	De acuerdo a la mesa público-privada de la CNE del año 2022, la CNE iba a trabajar en la definición para permitir la incorporación adecuada y uso racional, de elementos de monitoreo y control de las redes de transmisión, considerando riesgos y responsabilidades (página 44 del documento). Esto, de acuerdo a lo indicado por la CNE, se materializaría a través de una modificación reglamentaria o normativa. En atención a que esto no fue oportunamente recogido en la propuesta de modificación del DS 125/2017 del Ministerio de Energía, entendemos que se materializará a través de una modificación de la NTSyCS, sin embargo, no se ha incorporado dicha modificación en la propuesta presentada por la CNE. En virtud de lo anterior, solicitamos que se realicen los ajustes que corresponda, para dar cumplimiento con lo indicado por la CNE en el informe emanado el 2022.	Nuevo artículo N°1.- El Coordinador, deberá incorporar en su solicitud presupuestaria los recursos necesarios para realizar anualmente estudios que permitan incrementar la flexibilidad operacional de las instalaciones sujetas a coordinación, tales como: I Definición e implementación de automatismos de control de transferencias en el sistema de transmisión de servicio público que permitan aumentar la flexibilidad operacional, maximizando las transferencias de energía a través de la infraestructura existente. El Coordinador deberá definir la zona de influencia del automatismo, de acuerdo con las disposiciones establecidas en la respectiva norma técnica. II Definición e implementación de sistemas de medición dinámicos de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión nacional y zonal, para maximizar las transferencias de	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				energía a través de la infraestructura de transmisión existente.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
933	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	5-5	De acuerdo a la mesa público-privada de la CNE del año 2022, la CNE iba a trabajar en la definición para permitir la incorporación adecuada y uso racional, de elementos de monitoreo y control de las redes de transmisión, considerando riesgos y responsabilidades (página 44 del documento). Esto, de acuerdo a lo indicado por la CNE, se materializaría a través de una modificación reglamentaria o normativa. En atención a que esto no fue oportunamente recogido en la propuesta de modificación del DS 125/2017 del Ministerio de Energía, entendemos que se materializará a través de una modificación de la NTSyCS, sin embargo, no se ha incorporado dicha modificación en la propuesta presentada por la CNE. En virtud de lo anterior, solicitamos que se realicen los ajustes que corresponda, para dar cumplimiento con lo indicado por la CNE en el informe emanado el 2022.	Nuevo artículo N°2.- Los propietarios de los automatismos de control de transferencias identificados en el numeral I del inciso primero del Nuevo Artículo N°1, que permitan aumentar la capacidad de transporte del sistema de transmisión de servicio público, serán las empresas generadoras beneficiadas de su implementación. Dicho beneficio será determinado por el Coordinador a partir del aumento esperado de las inyecciones físicas de las instalaciones de generación en el área de influencia del automatismo de control de transferencias. El Coordinador definirá en el respectivo informe, las instalaciones de generación y almacenamiento que deben participar del automatismo de control de transferencias y que deberán ejecutar la instalación, mantención y operación de las instalaciones, equipamientos y sistemas de comunicaciones que ellos requieren para el correcto funcionamiento del automatismo de control de transferencias. Asimismo, en el mencionado informe, el Coordinador definirá la empresa generadora que obtendrá el mayor beneficio con la instalación del automatismo, quien será el propietario y operador de las instalaciones comunes del automatismo de control de transferencias. El pago de la inversión, operación, administración y mantención de las instalaciones comunes del automatismo se determinará a prorrata de la potencia máxima de las instalaciones de generación de los Coordinados beneficiados, en la zona de influencia del automatismo. Las instalaciones que cada empresa generadora, que participe del automatismo de control de transferencias deba instalar y mantener, serán de cargo de cada una de ellas. El propietario y operador de las instalaciones comunes deberá proponer al Coordinador una	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				calendarización de los trabajos para la instalación del automatismo. En caso de que el propietario comunique que no logra acuerdo con las partes para la calendarización de los trabajos, será el Coordinador el que defina el calendario de trabajos. Sin perjuicio de lo antes señalado, y sobre la base de los análisis del Coordinador, en virtud de la implementación de los automatismos de control de transferencias, el Coordinador podrá realizar actualizaciones en los requerimientos de servicios complementarios para su correcta implementación		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
934	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	5-5	De acuerdo a la mesa público-privada de la CNE del año 2022, la CNE iba a trabajar en la definición para permitir la incorporación adecuada y uso racional, de elementos de monitoreo y control de las redes de transmisión, considerando riesgos y responsabilidades (página 44 del documento). Esto, de acuerdo a lo indicado por la CNE, se materializaría a través de una modificación reglamentaria o normativa. En atención a que esto no fue oportunamente recogido en la propuesta de modificación del DS 125/2017 del Ministerio de Energía, entendemos que se materializará a través de una modificación de la NTSyCS, sin embargo, no se ha incorporado dicha modificación en la propuesta presentada por la CNE. En virtud de lo anterior, solicitamos que se realicen los ajustes que corresponda, para dar cumplimiento con lo indicado por la CNE en el informe emanado el 2022.	Nuevo artículo N°3.- Sin perjuicio de las sanciones que corresponda aplicar, todo evento o falla, que ocurra en los automatismos de control de transferencias, que provoque indisponibilidad de suministro a usuarios finales, y que se encuentre fuera de los estándares establecidos la presente norma técnica, dará lugar a las compensaciones que establece el artículo 72°-20 de la Ley. En caso de una falla en los automatismos de control de transferencia, que afecte la continuidad de suministro de clientes finales, las empresas beneficiadas con el automatismo de control de transferencias deberán dar inmediato aviso al Coordinador en los plazos y formatos que establezca la presente norma técnica. A continuación, dichas empresas deberán elaborar y enviar al Coordinador el Informe de Falla, el que contendrá al menos, el detalle de las instalaciones afectadas, fecha y hora de inicio y término de la falla, causa presunta de la falla, entre otros. Luego, el Coordinador deberá elaborar un estudio para análisis de falla, el que deberá ser publicado en su página web y enviado a la Superintendencia. Dicho estudio contendrá, al menos, una descripción detallada de la falla y del equipo afectado, estimación de energía no suministrada, y las conclusiones del Coordinador resultantes de la investigación de los hechos que derivaron de la falla, entre otros.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
965	Colbún S.A.	1-7	Se define "Severidad 4a" de la siguiente manera: "106. Severidad 4a: Cortocircuito trifásico a tierra con impedancia de falla pequeña, ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección. La impedancia de falla deberá ser tal que, la corriente cortocircuito sea elevada, aunque ligeramente inferior a la correspondiente a una falla con impedancia cero". Si bien se entiende que la frase subrayada busca evitar problemas numéricos en las simulaciones, la forma en que está definido podría ocasionar que se utilicen impedancias de falla demasiado altas, tal que no sean representativas de lo que podría ocurrir en la realidad. Se recomienda definir un rango acotado de impedancias de falla aceptables.	106. Severidad 4a: Cortocircuito trifásico a tierra sin impedancia de falla, ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección. Para efectos de las simulaciones, se permitirá utilizar una impedancia de falla pequeña, a fin de evitar problemas numéricos. No obstante, la impedancia no puede exdeder los [DEFINIR IMPEDANCIA MÁXIMA] y se debe procurar que esta sea lo más pequeña posible.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la definición de Severidad 4a".
966	Colbún S.A.	5-5	En el artículo referenciado se señala: (…) "Asimismo, podrá considerar aquellos criterios de Robustez definidos el TÍTULO 5-15 de la presente Norma Técnica. De la forma en que está escrito se entiende que el planificador tiene la opción de aplicar o no los criterios definidos en el Título 5-15, sin embargo, estos criterios se deberían exigir explicitamente en la planificación.	(…) "Asimismo, deberá considerar aquellos criterios de Robustez definidos el TÍTULO 5-15 de la presente Norma Técnica.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el contenido del Título 5-15".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
967	Colbún S.A.	3-9	En este artículo se definen cambios en la zona de operación en Estado Normal para instalaciones eólicas, donde se aumenta el requerimiento de operación, sin embargo, no se incluyen transitorios para que las instalaciones que acualmente se encuentran en operación en el SEN puedan adecuarse a los nuevos requerimientos.	"Para dar cumplimiento a la exigencia establecida en el inciso final del Artículo 3-9, los titulares de instalaciones conectadas al SEN, así como los titulares de centrales que se encuentren declaradas en construcción, conforme a lo dispuesto en el Artículo 72°-17 de la Ley al momento de la publicación de la presente NT, deberán presentar al Coordinador, en un plazo no superior a 9 meses, un plan de adecuaciones. Dicho plan deberá incluir una descripción de las obras, plazos de ejecución, un cronograma de actividades que contemple la coordinación con el Coordinador, entre otros aspectos que resulten aplicables. Para las instalaciones conectadas al SEN el plazo, al que se refiere el inciso anterior, se cuenta a partir de la fecha de publicación de la presente NT, mientras que para las instalaciones declaradas en construcción el plazo se cuenta a partir de su puesta en servicio. Los plazos máximos para realizar las modificaciones dependerán de las características de cada instalación como se especifica en la Tabla 1 y, serán contados desde la presentación del referido plan de adecuaciones." La Tabla 1 corresponde a la Tabla 1 del Artículo 9-24, del Capítulo 9 de la NTSyCS. Además, se propone incluir lo siguiente "Además, cualquier central que no pueda dar cumplimiento con el requisito establecido en el último inciso del Artículo 3-9, a menos que realice el cambio de los inversores para la conexión a la red, se entenderá que no cumple con este requisito desde un punto de vista técnico. Sin embargo, esta última condición no exime a los titulares de cumplir las exigencias estipuladas en el inciso final de este artículo transitorio. En el caso de las instalaciones que técnicamente, por la causal señalada en el inciso anterior u otra, no puedan cumplir con el requisito establecido en el inciso final del Artículo 3-9,	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Disposiciones transitorias asociadas al Capítulo 3 de la NTSyCS".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				los titulares tienen la obligación de notificar esta situación al Coordinador en un plazo máximo de 6 meses a partir de la publicación de esta NT. Adicionalmente, en un plazo no superior a 12 meses, deberán presentar un informe técnico al Coordinador en el que se identifiquen las razones técnicas que impiden el cumplimiento, junto a una evaluación económica de una posible solución para resolver la deficiencia técnica. El Coordinador, en un plazo máximo de 12 meses, deberá analizar las razones técnicas expuestas en el informe y comunicar a la Comisión sus resultados. La Comisión emitirá una resolución señalando las instalaciones que se pueden acoger a la exclusión de la exigencia establecida en el Artículo 3-9 de la NT.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
968	Colbún S.A.	3-6	En la parte a) establece que el Coordinador deberá realizar estudios electromagnéticos del sistema eléctrico para evaluar los efectos de la desconexión intempestiva. En este sentido, ¿el Coordinador tendrá disponible un modelo del SEN para simulaciones electromagnéticas ? Favor especificar si ese modelo existirá o será responsabilidad de cada Coordinado generarlo. Además, se pide detallar que tan específico debe ser el modelo para la simulación electromagnética, es suficiente simular solo el ATC o AFC de la central ?	"... a) Si un Coordinado decide instalar una unidad generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, cuya potencia nominal en su Punto de Conexión sea mayor que la potencia nominal de la mayor unidad generadora existente a la fecha de puesta en servicio de su proyecto, deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos y electromagnéticos del sistema eléctrico que permitan evaluar los efectos de su desconexión intempestiva, considerando esta como una falla de Severidad 5. Los modelos para los estudios electromagnéticos y electromecánicos deberán ser entregados por el Coordinador según lo señalado en el Artículo 6-24 de la presente Norma Técnica"	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
969	Colbún S.A.	General	El Anexo establece que si una red es considerara como débil, las instalaciones que se conecten en ella no deberán degradar la fortaleza existente en el ATC. Por otro lado, el estudio de robustez tiene la facultad de cambiar la clasificación de un área coherente de fuerte a débil y viceversa, estudio que tiene una periodicidad anual. Desde su etapa de diseño a su etapa de construcción, un proyecto IBR suele demorarse más de un año en implementarse, por lo mismo en pos de poder dar certeza de los estándares de conexión que el proyecto deberá cumplir, es necesario establecer un hito en donde una nueva actualización del estudio (y posible cambio de clasificación de un área fuerte a débil) no modifique los criterios de conexión de los proyectos que ya se encuentran en desarrollo. Conforme a la normativa actual, proponemos que el hito sea el Informe de Autorización de Conexión Preliminar.	Se propone establecer un hito en donde una nueva actualización del estudio (y posible cambio de clasificación de un área fuerte a débil) no modifique los criterios de conexión de los proyectos que ya se encuentran en desarrollo. Conforme a la normativa actual, se establece que el hito sea el Informe de Autorización de Conexión Preliminar.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
970	Colbún S.A.	5-34	En este artículo se establece una curva con requerimientos de recuperación de tensión, donde se tienen tensiones de hasta 1.3 en p.u.. En este sentido, pueden haber instalaciones IBR que no soporten un valor de sobretensión tan alto y que tengan que desconectarse antes de alcanzar este valor, en pos de proteger la propia instalación. Si bien se entiende que el gráfico representa las tensiones del sistema, se propone establecer límites y bandas de tensión que establezcan bajo que condiciones las instalaciones pueden desconectarse del sistema en pos de proteger la propia instalación.	Proponemos establecer límites y bandas de tensión que establezcan bajo que condiciones las instalaciones pueden desconectarse del sistema en pos de proteger la propia instalación.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Umbral de sobretensión en la recuperación dinámica".
971	Colbún S.A.	General	El artículo 3-10 establece los límites en frecuencia bajo los cuales las distintas tecnologías deberán continuar operando de forma estable conectados al SI. En este sentido, no se tiene una tabla similar con los límites en tensión bajo los cuales las centrales de distintas tecnologías deben mantenerse conectados al sistema. Se propone incluir esta tabla, ya que daría claridad para las distintas tecnologías de las condiciones límites bajo las cuales deben mantenerse conectados y en que ocasión pueden desconectarse del sistema. Por ejemplo, en el artículo 5-35 y 5-75 se establecen sobretensiones del SI de 1.3 en p.u., sin embargo no se encuentra explícito qué tecnologías deben soportar estas sobretensiones.	Incluir la tabla propuesta.	No se acoge	Los estándares de tensión se definen a nivel sistémico en el Capítulo 5 y las exigencias específicas para las IBR están establecidas en el AT IBR.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
972	Colbún S.A.	General	Considerando que, según lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, y su reglamentación vigente, el objetivo general de la Norma Técnica es establecer las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados. Dado que para satisfacer varias de estas exigencias en sistemas interconectados se requiere una adecuada coordinación de los diferentes agentes involucrados, en la Norma Técnica se establecen exigencias particulares que deben cumplir los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien explote, a cualquier título, centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión; Sistemas de Almacenamiento de Energía; entre otros. Sin embargo, actualmente la Norma Técnica, si bien establece exigencias de diseño para distintos propietarios de instalaciones, no establece exigencias minimas de diseño para los sistemas de almacenamiento de energía. Lo anterior, cobra gran relevancia, ya que, de acuerdo a lo indicado por la CNE, se espera que a fines del año 2026 la capacidad instalada de sistemas de almacenamiento en el sistema alcance 6.100 MW. Establecer estas exigencias minimas de diseño permitirá: i) resguardar la seguridad del sistema, ii) establecer igualdad de condiciones para los distintos competidores en el mercado de la energía; iii) resguardar el principio de neutralidad tecnologica; entre otros aspectos. Debido a todas las razones expuestas, se solicita incluir las exigencias mínimas de diseño de los sistemas de almacenamiento.	Debido a todas las razones expuestas, se solicita incluir las exigencias mínimas de diseño de los sistemas de almacenamiento.	No se acoge	La presente modificación normativa si posee dentro de su alcance la inclusión de exigencias mínimas para los Sistemas de Almacenamiento de Energía.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1011	Asociación de Generación Renovable A.G.	1-7	Necesidad de revisar definiciones de red débil (Artículo 1-7, número 88) y alinearla con estándares o guías internacionales, por ejemplo, publicadas por Cigre (Towards Systems Strength, CIGRE 21) y el contexto de los desafíos del sistema eléctrico nacional. En la propuesta de NT se indica: “Red Débil: Es aquel subsistema del SI que presenta una alta sensibilidad ante perturbaciones donde una pequeña variación en los flujos de potencia activa o reactiva provoca cambios significativos en la tensión o frecuencia del sistema eléctrico, lo que podría implicar el no cumplimiento de los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio.”	Se sugiere utilizar la siguiente definición de Red Débil: "Se entenderá que un área del sistema se clasifica como un Red Débil cuando se observe alguna de las siguientes condiciones: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34.” c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de Red Débil y Red Fuerte".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1012	Asociación de Generación Renovable A.G.	1-7	Se plantea la necesidad de revisar la definición de severidades (Artículo 1-7, número 102 a 111) de manera que refleje posibles fallas múltiples (o propagación de fallas) en condición de red débil, en un contexto de existencia de elementos con menor tolerancia de variaciones de frecuencia y tensión. A modo de ejemplo, en EEUU, el procedimiento NERC TPL-001-5 — Transmission System Planning Performance Requirements define escenarios de contingencia múltiple / propagación. Si no se incluye escenarios de propagación, la evaluación de estudios asociados a diseño de EDAC puede resultar en diseño de sistemas que no están preparados para enfrentar condiciones reales. También se tiene una perspectiva acotada de condiciones en las cuales se debe cumplir requerimiento de operación estable de islas en estado de emergencia, requerimiento de evitar Apagón Total. La evaluación de severidades que consideren propagación de contingencias se realizará sólo en el contexto de evaluación y definición de recursos de servicios complementarios; no se considerará para la evaluación y definición de obras de transmisión en el contexto de planificación de transmisión. Luego, se sugiere que para cada uno de los casos de Severidad que se han definido, el Coordinador defina un nivel de propagación de falla que refleje al menos uno de los siguientes factores: 1. Reducción temporal de generación PMGD basada en inversores 2. Reducción temporal de generación distribuida MT/BT basada en inversores en instalaciones de clientes 3. Reducción temporal de generación de otro tipo de generación IBR tipo grid following 4. Reducción temporal o desconexión de otro tipo de generación.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1013	Asociación de Generación Renovable A.G.	1-7	Se sugiere evaluar si, frente a contingencias severas, la definición de "Robustez" requiere mantener un comportamiento estable. En caso afirmativo, se solicita que la Comisión comparta los análisis técnico-económicos que respalden dicha decisión	Robustez: Capacidad de un sistema eléctrico de mantener un comportamiento estable	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 923.
1014	Asociación de Generación Renovable A.G.	1-7	Por consistencia se recomienda incluir la definición de "Reserva Terciaria"	frente a pequeñas perturbaciones, así como de resistir contingencias severas	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 922.
1015	Asociación de Generación Renovable A.G.	1-7	La definición de "Régimen Permanente" no hace referencia a que dicha operación debe dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 72-1 de la LGSE, garantizando así la operación más económica del sistema.	manteniendo un comportamiento estable y sin comprometer la operación segura.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 921.
1016	Asociación de Generación Renovable A.G.	1-7	Es importante que se resguarde siempre que la seguridad debe ser acompañada necesariamente de garantizar la operación más económica del sistema, y que aquello esté contenido en la NT.	Se solicita que la Comisión revise el uso del concepto IBR o, en su defecto, incorpore definiciones adicionales y más específicas, por ejemplo, Centrales IBR y SAE IBR, a fin de evitar hacer solicitudes de características que no pueden prestar algunas Instalaciones Basadas en Convertidores.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definiciones y abreviaturas asociadas al parque generador".
1017	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-6	El artículo 3-6 literal a) "...de la mayor unidadgeneradora existente a la fecha de puesta en servicio de su proyecto,...."	El artículo 3-6 literal a) "...de la mayor unidadgeneradora o SAE existente en el SI a la fecha de puesta en servicio de su proyecto,...."	Se acoge	
1018	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-6	El texto no deja claro si se refiere a la mayor unidad generadora del área geográfica o del SI. Además, en el texto citado sólo se hace referencia a la "unidad generadora" excluyendo a los SAE.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1019	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-9	Respecto a la incorporación del Artículo 3-9, que reemplaza al anterior Artículo 3-8, se observa una modificación en las exigencias de diseño aplicables a las Centrales IBR, particularmente lo referido a centrales eólicas. En este caso, se establece un requerimiento más exigente respecto del rango permanente de operación en el cual dichas centrales deben entregar o absorber potencia reactiva en el Punto de Conexión al Sistema Eléctrico Nacional, para tensiones dentro del rango definido como Estado Normal. No obstante, en el cuerpo de la Norma Técnica no se explicita si este nuevo requerimiento aplica retroactivamente a centrales eólicas existentes, ni se aborda la factibilidad técnica de cumplimiento por parte de estas instalaciones, las cuales fueron diseñadas conforme a exigencias anteriores. Por lo anterior, y considerando que las centrales eólicas actualmente en operación o declaradas en proceso de construcción fueron diseñadas y/o construidas bajo los criterios vigentes en versiones anteriores de la NTSyCS, se solicita incorporar una disposición transitoria que permita analizar la aplicabilidad de este nuevo requerimiento, estableciendo plazos específicos para su evaluación. Alternativamente, se propone que el mismo Artículo 3-9 explicite que esta exigencia será aplicable únicamente a aquellas centrales eólicas cuyo proceso de declaración en construcción se inicie con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Norma Técnica. En este contexto, se solicita adicionalmente aclarar cómo se materializará esta exigencia para las centrales eólicas que cuentan con el proceso de verificación del servicio complementario de control de tensión aprobado, considerando que dicho proceso	se solicita incorporar una disposición transitoria que permita analizar la aplicabilidad de este nuevo requerimiento, estableciendo plazos específicos para su evaluación. Alternativamente, se propone que el mismo Artículo 3-9 explicite que esta exigencia será aplicable únicamente a aquellas centrales eólicas cuyo proceso de declaración en construcción se inicie con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente Norma Técnica. En este contexto, se solicita adicionalmente aclarar cómo se materializará esta exigencia para las centrales eólicas que cuentan con el proceso de verificación del servicio complementario de control de tensión aprobado, considerando que dicho proceso fue realizado conforme a las exigencias normativas anteriores.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Disposiciones transitorias asociadas al Capítulo 3 de la NTSyCS".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			fue realizado conforme a las exigencias normativas anteriores.			
1020	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-9	El texto menciona lo siguiente: "En cuanto a los Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA, el diseño deberá asegurar que éstas sean capaces de operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el Punto de Conexión...". No obstante, no se hace mención al porcentaje de potencia activa nominal ni el factor de potencia bajo los cuáles se definen estos límites, tal como si se hace para las Centrales IBR en el párrafo anterior.	En otro párrafo: Los límites de potecnia reactiva máxima y mínima que deben ser capaces de entregar o absorber los Sistemas de Almacenamiento, se definen considerando una inyección o absorción del 95% de la potencia nominal operando a un factor de potencia de 0,95, lo que se traduce en valores límites para la potencia reactiva de ±0,3122 pu.	Se acoge parcialmente	Se adecúa la redacción del Artículo 3-9 de la NTSyCS para dar mayor claridad de la exigencia de curvas PQ diferenciadas para las componentes de generación y de SAE de los IBR. Se especifica en ambos casos el factor de potencia sobre el cual se define el límite de máxima entrega y absorción de reactivos.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1021	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-10	Si bien el Art. 3-5 obliga a las IBR GFM a entregar Inercia Sintética, el Art. 3-10 mantiene tiempos de operación idénticos a instalaciones sin esta capacidad o con condiciones de operación electromecánicas. En aerogeneradores, la respuesta inercial depende de los límites térmicos y de corriente del convertidor, así como los tiempos que tarde el yaw, pitch y otros sistemas mecanicos en tomar o dejar carga; lo que lo diferencia de otras tecnologías como BESS o fotovoltaica. Sugerimos que los tiempos mínimos se ajusten de acuerdo con la capacidad real de soporte inercial definida por los controles de cada tecnología, asegurando así requerimientos consistentes con sus restricciones técnicas.	Los tiempos mínimos de operación establecidos deberán diferenciarse según la tecnología y su capacidad real de provisión de inercia sintética. En el caso de aerogeneradores, dichos tiempos deberán considerar las limitaciones propias de los convertidores (límites térmicos y de corriente) y los sistemas mecánicos asociados (yaw, pitch, entre otros), los cuales condicionan la velocidad de respuesta frente a eventos de frecuencia. Por tanto, los valores de la tabla se ajustarán en función de la capacidad efectiva de soporte inercial de cada tecnología (eólica, fotovoltaica, BESS, etc.), garantizando que los requerimientos sean consistentes con sus características técnicas y de control.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 372.
1022	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-10	En el Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Instalaciones Basadas en Convertidores, Artículo 3-5, se exige que: "Las IBR GFM deberán proporcionar Inercia Sintética…", sin embargo, esta exigencia no se ve reflejada en tabla del Artículo 3-10, donde se mantienen los valores de tiempos mínimos de operación que tenían estas instalaciones sin las exigencia de inercia sintética. Es lógico que al tener la capacidad de inercia, sus tiempos de mínimos de operación sean mayores.	Modificar los tiempos mínimos de operación de la tabla en función de la capcacidad de inercia sintética de cada IBR y de la tecnología asociada a cada uno (solar, eolica, BESS, etc.)	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 372.
1023	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-11	El inicio del artículo menciona lo siguiente: "Para la aplicación de lo indicado en el Artículo 3-10, las unbidades generadoras deberán ser al menos capaces de:". El texto debería hacer mención a los Sistemas de Almacenamiento de Energía.	Para la aplicación de lo indicado en el Artículo 3-10, las unbidades generadoras y Sistemas de Almacenamiento de Energía deberán ser al menos capaces de:	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1024	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-11	Se modifica el Artículo 3-11, letra c, que indica el requerimiento de soportar tasas de cambios de frecuencia (RoCoF) de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. La modificación es que la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 100 [ms], en lugar de 500 [ms]. El hecho de aumentar la sensibilidad de medición del RoCoF del sistema disminuyendo la ventana de tiempo de 500 [ms] a 100 [ms] aumenta el riesgo de activación de EDAC del SEN, lo que degrada la calidad de servicio. Lo anterior se debe a que, ante perturbaciones en el sistema en condición de Red Débil, las tasas instantáneas de cambio de frecuencia son altas. Si se observa las oscilografias de los Estudios de Análisis de Falla del 29 de Marzo (EAF137-2025), 3 de Abril (EAF150-2025) y 5 de Abril (EAF159-2025), se puede verificar este aspecto. Uno de los aspectos identificados por el Coordinador en dichos análisis de falla, es que los parques ERV se desconectaron súbitamente en condiciones donde no debieron haberse desconectado. Si se reduce la ventana de tiempo de 500 [ms] a 100 [ms], los parques ERV podrán desconectarse, por diseño, ante fallas de similar naturaleza. Por otra parte, no se cuenta con antecedentes sobre las capacidades de soporte de variaciones de frecuencia generación convencional que actualmente cumple con los requerimientos de la NTSyCS en términos de tasa de cambio de frecuencia. Dado lo anterior, no es una buena práctica modificar el límite sin conocer si las unidades que se han instalado podrán cumplir el requerimiento. Luego, se sugiere mantener la ventana de tiempo indicada en el Artículo 3-11, literal c) en 500 ms.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1025	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-31	Se ha observado que, en áreas del sistema con bajo grado de enmallamiento, la implementación de obras de transmisión frecuentemente se retrasa debido a la imposibilidad de operar el sistema de manera eficiente y segura sin la infraestructura que se encuentra en intervención. Por ello, se solicita adicionar un párrafo en el artículo que permita, bajo ciertas condiciones y durante el desarrollo de obras de transmisión, operar un área específica del sistema con medidas operativas especiales, permitiendo por ejemplo el desmembramiento del sistema en islas, el desprendimiento de carga y la utilización -o aumento momentáneo- de todos los servicios complementarios disponibles. Esta medida se justifica además al considerar que, en algunos casos, los sobrecostos asociados a operar bajo el grado de seguridad de un "Estado Normal" resultan incluso superiores al Valor de Inversión (VI) de la obra de expansión.	Se solicita incluir, dentro de los estados normales, un estado denominado “Normal bajo desarrollo de obras”, el cual debe permitir desmembramiento en islas, desprendimiento de carga u otras medidas con la finalidad de equilibrar la operación segura y eficiente del sistema. Este estado deberá tener un carácter local, considerando las particularidades de cada área del sistema, y no deberá aplicarse de manera general a la totalidad del mismo.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 929.
1026	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-32	En el Artículo 5-32 se indica: “Para la aplicación del Artículo 5-31, en Estado Normal, las Contingencias Simples que deberán ser consideradas por el Coordinador y superadas sin pérdida de estabilidad sincronismo de las unidades generadoras del SI, son las siguientes: Contingencias Simples de Severidad 1 y 2, sin actuación de EDAC o EDAG.” Dado la existencia de elementos con menor capacidad de soporte de variaciones de frecuencia y tensión (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes), dicho requerimiento podría no cumplirse con las condiciones actuales del sistema. De hecho, actualmente en el sistema no se está cumpliendo dado que ha habido diversos eventos que terminan propagándose y controlándose, entre otras cosas, mediante la activación de EDAC.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			La solución a este desafío tiene distintas dimensiones: a.) fortalecer a los elementos más vulnerables a variaciones de tensión y frecuencia (PMGDs y generación IBR conectada en MT/BT en instalaciones de clientes); b.) robustecer la red; c.) permitir activación de EDAC o EDAG ante contingencias como condición normal.			
1027	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-34	En el Artículo 5-34 se indica el requerimiento: "La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de ±10% en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia," lo que es incompatible con la curva con requerimientos de recuperación de tensión que se define en el mismo artículo. También se indica: "La tensión en las barras del ST no deberá exceder un 1,3 por unidad por un tiempo superior a 80 [ms], contando desde el instante del despeje de la falla." Lo que pareciera ser una sobre especificación respecto de estándares internacionales. En este contexto, se puede identificar que la curva que se define en el Artículo 5-34 tampoco en consistente con requerimientos internacionales, por ejemplo, IEEE 2800 o PRC 024 (NERC).		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1028	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-35	En el Artículo 5-34 se indica el requerimiento: "La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de ±10% en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia," lo que es incompatible con la curva con requerimientos de recuperación de tensión que se define en el mismo artículo. También se indica: "La tensión en las barras del ST no deberá exceder un 1,3 por unidad por un tiempo superior a 80 [ms], contando desde el instante del despeje de la falla." Lo que pareciera ser una sobre especificación respecto de estándares internacionales. En este contexto, se puede identificar que la curva que se define en el Artículo 5-34 tampoco en consistente con requerimientos internacionales, por ejemplo, IEEE 2800 o PRC 024 (NERC).		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
1029	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-51	El Artículo 5-51 indica "En Estado de Emergencia, el SI deberá mantenerse estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo, inestabilidad de tensión o frecuencia, disgregación en Islas Eléctricas o Interacciones de Control frente a variaciones normales de la demanda y la generación." Se sugiere precisar el alcance de "variaciones normales de la demanda y la generación", que debería ser consistente con la aplicación de los requerimientos de la NT de SSCC para el caso de la definición del servicio de CPF y CSF, y su aplicación en la programación de la operación. De esta manera se precisa más claramente el alcance de la aplicación de dicho requerimiento y se definen los bordes bajo los cuales no es esperable que una isla se mantenga operando estable en Estado de Emergencia.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1030	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-72	En el Artículo 5-72 se indica: “En Estado Normal y Alerta, el SI deberá operar cumpliendo con los requerimientos mínimos de Fortaleza definido para cada AtC, conforme con los resultados del último “Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN”, cuyos lineamientos se establecen en el TÍTULO 6-8 de la presente NT.” Si es un requisito cumplir con el requerimiento establecido en el Artículo 5-51, entonces las condiciones de operación que se definan para el sistema también deben garantizar que en Estado de Emergencia las zonas donde están instalados los generadores basados en inversores tendrán un nivel mínimo de fortaleza de red. En caso contrario, no se puede garantizar operación estable de la generación basada en inversores y por lo tanto, se podría propagar una falla con consecuencias que pueden incluso llevar a un Apagón Total. La necesidad de garantizar fortaleza de red en condición de operación en isla, es una lección aprendida post blackout del 28 de septiembre de 2016 en Australia. Reporte AEMO: “Black System South Australia 2016”, sección X.3, tabla 27.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1031	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-73	En el Artículo 5-73 se indica: “Para efectos del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN indicado en el TÍTULO 6-8 de la presente NT, se deberá cumplir que, luego de ocurrida una Contingencia Simple de Severidad 4a, el índice de desempeño dinámico calculado en la barra del SI cuya localización sea la más cercana eléctricamente al lugar de ocurrencia de la falla, no exceda el 90% del valor del IDD requerido, calculado de acuerdo con el Artículo 5-75 de la presente NT.” No queda clara la métrica que se está estableciendo en el Artículo 5-73. No se indica cuál es el “valor del IDD requerido”. La métrica IDD, por distintos factores, es complejo determinarla en la práctica. Si no se tiene un proceso confiable de verificar los parámetros del modelo y la similitud de su respuesta con respuestas transitorias reales en el sistema eléctrico, se tiene un alto riesgo de que el índice IDD se determine sobre condiciones ideales distantes de la realidad. Si ello es así, pierde sentido. Por otra parte, más que el indicador de la integral que se ha definido es crítico que las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren al interior del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34. Si la tensión está fuera del área indicada previamente, el inversor podría desconectarse (área de “may trip” acorde a estándares internacionales). Se sugiere eliminar el uso del IDD.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1032	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-75	La definición del índice de desempeño dinámico establecido en Artículo 5-75 tiene los siguientes conflictos: a.) La magnitud depende del estado pre-falla del sistema, ya que en estado normal la tensión puede estar entre 0.95 y 1.05 p.u. b.) La tensión post-falla en régimen permanente es distinta a la tensión pre-falla, por lo que se tiene error permanente y el valor del IDD diverge. c.) El complejo validar que las oscilaciones transitorias son consistentes con la realidad del sistema ante una perturbación similar. d.) No se ha definido un estándar y tampoco se ha visto su aplicación a nivel internacional. e.) No refleja el hecho de que si la tensión está fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34, el inversor podría desconectarse (área de “may trip” acorde a estándares internacionales). Se sugiere eliminar la referencia al IDD teórico que se ha defido. Respecto a la evaluación prospectiva, como indicador de debilidad de red los siguientes factores: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34. c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia.			
1033	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-76	El Artículo 5-76 establece: “para efectos del cálculo de la frecuencia mínima y RoCoF en una barra *j* del sistema eléctrico después de ocurrida una perturbación, se calculará considerando una ventana de tiempo móvil de 100 ms.” La aplicación del artículo, bajo las condiciones propuestas, implica verificar variaciones de frecuencia en una ventana de tiempo de 100 ms, que es más exigente que los requerimientos actuales de 500 ms. Lo anterior puede implicar modificaciones al		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			EDAC de BF, particularmente a los escalones que se activan por RoCoF.			
1034	Asociación de Generación Renovable A.G.	General	La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y sus reglamentos establecen los instrumentos mediante los cuales es posible incorporar nueva infraestructura de SSCC y obras de transmisión. En este contexto, la Norma Técnica no debiera dar lugar a la creación de instrumentos adicionales. De la revisión de las modificaciones normativas, se desprende que el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN podría permitir la incorporación de infraestructura adicional con impacto en la tarifa al cliente final. La observación permitirá que la regulación se aplique armónicamente considerando las disposiciones legales y reglamentarias, y que no sea un informe derivado en la norma técnica, el que pueda incidir en la cuenta del cliente final.	Se solicita que la Norma Técnica incluya expresamente un artículo que establezca que el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN solo podrá ser utilizado como insumo para el dimensionamiento de requerimientos en el Estudio SSCC, como insumo para la incorporación de nuevos SSCC mediante el proceso de modificación de la resolución correspondiente, o para proponer nuevas obras en el marco del proceso de planificación de la transmisión u obras urgentes conforme lo establece el artículo 102 de la Ley. En ningún caso las soluciones que se deriven de este estudio podrán ser vinculantes si implican requerimientos de nueva infraestructura que incidan en la tarifa del cliente final, dado que, conforme al artículo 6 de la Ley N.º 2224, dicha facultad recae en la Comisión y no en el Coordinador.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 930.
1035	Asociación de Generación Renovable A.G.	6-46	Se solicita incluir un nuevo artículo transitorio, que establezca de manera explícita que, para los dos primeros Estudio de Robustez, en caso de identificarse zonas con incumplimiento normativo considerando las instalaciones existentes y futuras, cualquier obra de transmisión o requerimiento de aporte de reactivos deberá ser evaluado en el siguiente Plan de Expansión de la Transmisión, o aplicación del artículo 102° de la LGSE, según corresponda de acuerdo con las necesidades detectadas. Este plan deberá definir las obras que deben incorporarse al sistema, evitando que, mediante instrucciones directas o	Se sugiere la inclusión de un nuevo artículo transitorio que establezca que todos los recursos adicionales que se deriven del estudio y que tengan por objetivo dar cumplimiento a los nuevos estándares normativos, de los dos primeros estudios de robustez, deberán ser evaluados en el siguiente proceso de planificación de expansión de la transmisión, o la aplicación del artículo 102° de la LGSE, según corresponda de acuerdo con las necesidades detectadas. Esto permitirá considerar de manera integral las condiciones, características y evolución del Sistema	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			licitaciones de SSCC, se incorporen obras que puedan resultar ineficientes desde el punto de vista técnico y económico.	Interconectado en el corto, mediano y largo plazo.		
1036	Asociación de Generación Renovable A.G.	6-47	El Artículo 6-47, letra f, establece que entre los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez se debe incluir un conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda. Las medidas deberían tener una justificación técnica y económica.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
1037	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-5	De acuerdo a la mesa público-privada de la CNE del año 2022, la CNE iba a trabajar en la definición para permitir la incorporación adecuada y uso racional, de elementos de monitoreo y control de las redes de transmisión, considerando riesgos y responsabilidades (página 44 del documento). Esto, de acuerdo a lo indicado por la CNE, se materializaría a través de una modificación reglamentaria o normativa. En atención a que esto no fue oportunamente recogido en la propuesta de modificación del DS 125/2017 del Ministerio de Energía, entendemos que se materializará a través de una modificación de la NTSyCS, sin embargo, no se ha incorporado dicha modificación en la propuesta presentada por la CNE. En virtud de lo anterior, solicitamos que se realicen los ajustes que corresponda, para dar	Nuevo artículo N°1.- El Coordinador, deberá incorporar en su solicitud presupuestaria los recursos necesarios para realizar anualmente estudios que permitan incrementar la flexibilidad operacional de las instalaciones sujetas a coordinación, tales como: I Definición e implementación de automatismos de control de transferencias en el sistema de transmisión de servicio público que permitan aumentar la flexibilidad operacional, maximizando las transferencias de energía a través de la infraestructura existente. El Coordinador deberá definir la zona de influencia del automatismo, de acuerdo con las disposiciones establecidas en la respectiva norma técnica.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			cumplimiento con lo indicado por la CNE en el informe emanado el 2022.	II Definición e implementación de sistemas de medición dinámicos de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión nacional y zonal, para maximizar las transferencias de energía a través de la infraestructura de transmisión existente.		
1038	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-5	De acuerdo a la mesa público-privada de la CNE del año 2022, la CNE iba a trabajar en la definición para permitir la incorporación adecuada y uso racional, de elementos de monitoreo y control de las redes de transmisión, considerando riesgos y responsabilidades (página 44 del documento). Esto, de acuerdo a lo indicado por la CNE, se materializaría a través de una modificación reglamentaria o normativa. En atención a que esto no fue oportunamente recogido en la propuesta de modificación del DS 125/2017 del Ministerio de Energía, entendemos que se materializará a través de una modificación de la NTSyCS, sin embargo, no se ha incorporado dicha modificación en la propuesta presentada por la CNE. En virtud de lo anterior, solicitamos que se realicen los ajustes que corresponda, para dar cumplimiento con lo indicado por la CNE en el informe emanado el 2022.	Nuevo artículo N°3.- Sin perjuicio de las sanciones que corresponda aplicar, todo evento o falla, que ocurra en los automatismos de control de transferencias, que provoque indisponibilidad de suministro a usuarios finales, y que se encuentre fuera de los estándares establecidos la presente norma técnica, dará lugar a las compensaciones que establece el artículo 72°-20 de la Ley. En caso de una falla en los automatismos de control de transferencia, que afecte la continuidad de suministro de clientes finales, las empresas beneficiadas con el automatismo de control de transferencias deberán dar inmediato aviso al Coordinador en los plazos y formatos que establezca la presente norma técnica. A continuación, dichas empresas deberán elaborar y enviar al Coordinador el Informe de Falla, el que contendrá al menos, el detalle de las instalaciones afectadas, fecha y hora de inicio y término de la falla, causa presunta de la falla, entre otros. Luego, el Coordinador deberá elaborar un estudio para análisis de falla, el que deberá ser	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				publicado en su página web y enviado a la Superintendencia. Dicho estudio contendrá, al menos, una descripción detallada de la falla y del equipo afectado, estimación de energía no suministrada, y las conclusiones del Coordinador resultantes de la investigación de los hechos que derivaron de la falla, entre otros.		
1039	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-5	De acuerdo a la mesa público-privada de la CNE del año 2022, la CNE iba a trabajar en la definición para permitir la incorporación adecuada y uso racional, de elementos de monitoreo y control de las redes de transmisión, considerando riesgos y responsabilidades (página 44 del documento). Esto, de acuerdo a lo indicado por la CNE, se materializaría a través de una modificación reglamentaria o normativa. En atención a que esto no fue oportunamente recogido en la propuesta de modificación del DS 125/2017 del Ministerio de Energía, entendemos que se materializará a través de una modificación de la NTSyCS, sin embargo, no se ha incorporado dicha modificación en la propuesta presentada por la CNE. En virtud de lo anterior, solicitamos que se realicen los ajustes que corresponda, para dar cumplimiento con lo indicado por la CNE en el informe emanado el 2022.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

Respuesta a las observaciones del Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del SEN:

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
49	Transmisoras de Chile A.G.	1-4	El artículo indica lo siguiente: "*El objetivo del Estudio es identificar los requerimientos mínimos de Robustez de Frecuencia y Tensión con los que debe contar el SI para garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad establecidos en la NTSyCS.*" Se propone incorporar como objetivo del Estudio identificar las posibles medidas que puedan contribuir a la Robustez de la Red.	"*Artículo 1-4 Objetivo del Estudio* *El objetivo del Estudio es identificar los requerimientos mínimos de Robustez de Frecuencia y Tensión con los que debe contar el SI para garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad establecidos en la NTSyCS**, así como identificar las posibles medidas que puedan contribuir a la Robustez de la Red.***"	Se acoge parcialmente	Se ajusta redacción al tenor de la observación.
50	Transmisoras de Chile A.G.	1-7	De acuerdo con lo establecido por el artículo, el Coordinador deberá publicar en su página web la versión preliminar del estudio, el cual será observable por parte de los interesados. Al respecto y con la finalidad de poder replicar y poder realizar observaciones consistentes, es necesario indicar que, junto con la publicación de la versión preliminar del Estudio, el Coordinador deberá acompañar este estudio con las bases Digsilent, anexos o información utilizada para la elaboración del informe, los cuales justifiquen lo establecido por parte del Coordinador.	Se solicita que, adicionalmente a la publicación de la versión preliminar del informe por parte del Coordinador, también se acompañe este informe de bases Digsilent, anexos u otros archivos utilizados por el CEN para la elaboración del informe y que permitan justificar lo planteado por el CEN.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Publicación del estudio de robustez".
51	Transmisoras de Chile A.G.	1-7	De acuerdo con lo planteado en el artículo, el informe de Robustez que realice el Coordinador podrá ser observado por los interesados en un plazo de, al menos, 10 días hábiles. Al respecto, considerando que dicho informe contiene información relevante, y que incluso puede ser llevado a Panel de Expertos en caso de discrepar la decisión del CEN, consideramos establecer un plazo de al menos 15 días hábiles para la realización de observaciones.	Se solicita cambiar el plazo para realizar observaciones por parte de los interesados en al menos 15 días hábiles. "*Articulo 1-7* *El Coordinador elaborará una versión preliminar del Estudio el cual será publicado en su sitio web para que los interesados realicen sus observaciones, en el formato y plazo que establezca el Coordinador. El plazo de observaciones deberá ser de, al menos, ~~10~~ **15** días **hábiles**. Los formatos para realizar las observaciones que establezca el Coordinador deberán, al menos, asegurar la debida individualización del interesado que formula las observaciones. (...)*"	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Publicación del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
52	Transmisoras de Chile A.G.	1-7	Si bien se propone plazos para las observaciones, no se indica límite de plazo para la publicación del estudio en su versión final.	"*Articulo 1-7* *(...)* *Terminado el periodo de observaciones, el Coordinador deberá analizar las observaciones, y luego emitir la versión final del Estudio junto con un informe consolidado de respuestas a las observaciones recibidas* ***en un plazo de 15 días hábiles terminado el plazo de observaciones.***"	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Publicación del estudio de robustez".
53	Transmisoras de Chile A.G.	2-1	Esta sección indica lo siguiente: "*Artículo 2-1 Funciones y obligaciones del Coordinador* *Para efectos del cumplimiento de lo dispuesto en el presente Anexo, el Coordinador deberá:* *a) Solicitar a los Coordinados la información y antecedentes que se requieran para el desarrollo del Estudio por medio de los formatos que establecerá y publicará en su sitio web;* *b) Desarrollar el Estudio conforme a la metodología establecida en el presente Anexo;* *c) Determinar y definir las distintas AfC y AtC del SEN; y,* *d) Clasificar las áreas determinadas de acuerdo con el punto anterior como Redes Débiles o Redes Fuertes conforme a la metodología establecida en el presente Anexo.*" Se propone complementar con la identificación de medidas que contribuyan a la robustez del SI.	Se solicita incorporar al presente artículo el siguiente nuevo el literal: "*Artículo 2-1 Funciones y obligaciones del Coordinador* *Para efectos del cumplimiento de lo dispuesto en el presente Anexo, el Coordinador deberá:* *(...)* ***e) Identificar el conjunto de todas las posibles medidas que puedan contribuir a la Robustez del SI.***"	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
54	Transmisoras de Chile A.G.	2-1	Dentro de las obligaciones del Coordinador es importante poder incorporar que esta entidad debe proporcionar a las empresas interesadas e involucradas toda información adicional que justifique lo indicado por el Coordinador en el estudio, de tal manera que cuando existan diferencias, estas se puedan esclarecer sin tener que llegar a instancias de discrepancias ante Panel de Experto.	Se solicita incorporar al presente artículo el siguiente nuevo el literal: "*Para efectos del cumplimiento de lo dispuesto en el presente Anexo Técnico, los Coordinador deberán: (...)* ***f) Proporcionar a las empresas involucradas y/o interesadas información técnica y antecedentes que justifique lo establecido por el Coordinador en el estudio de Robustez del SI.***"	No se acoge	Lo solicitado está abordado en el Artículo 1-7 del Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
55	Transmisoras de Chile A.G.	2-1	Dentro de las obligaciones que tiene el Coordinador, no se indica que este sea responsable del proceso de propuestas y adjudicación de nuevas instalaciones e infraestructura de servicios complementarios, por lo que no queda claro si este proceso será liderado por el CEN o por la CNE.	Se solicita esclarecer quién es el responsable del procedimiento de propuesta y adjudicación de las obras nuevas de servicios complementarios. En caso de que sea el Coordinador, se solicita que esto quede establecido como una de sus responsabilidades mediante un nuevo literal del presente artículo.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
56	Transmisoras de Chile A.G.	2-2	En cuanto a las obligaciones que tienen los Coordinados, se indica que estos deberán informar "oportunamente" sobre cualquier actualización relativa a ajustes, indisponibilidades o limitaciones operacionales de sus instalaciones. Por otra parte, el literal a) del artículo 2-1 del presente anexo señala lo siguiente: "*Para efectos del cumplimiento de lo dispuesto en el presente Anexo, el Coordinador deberá: a) Solicitar a los Coordinados la información y antecedentes que se requieran para el desarrollo del Estudio por medio de los formatos que establecerá y publicará en su sitio web; (...).*" Al respecto, se debe dar continuidad a lo planteado en las responsabilidades del Coordinador, por lo que este último es el que debería solicitar la información actualizada en primer lugar, y con ocasión de este requerimiento del Coordinador, los Coordinados deberán informar cualquier actualización relativa a ajustes, indisponibilidades o limitaciones operacionales de sus instalaciones. Además, el término "oportunamente" genera apertura interpretativa sin criterios claros de su determinación. En este sentido se propone fijar un plazo mínimo claro.	Se solicita modificar el literal b) del presente artículo: "*Para efectos del cumplimiento de lo dispuesto en el presente Anexo Técnico, los Coordinados deberán:* *a) Proporcionar al Coordinador toda la información técnica y antecedentes que este requiera para la evaluación y verificación de los requerimientos de Robustez del SI; (...)* *b) Informar,* ***a requerimiento del Coordinador y en un plazo de al menos 10 días hábiles,*** ~~*oportunamente*~~ *sobre cualquier actualización relativa a ajustes, indisponibilidades o limitaciones operacionales de sus instalaciones; y (...)*"	No se acoge	Las exigencias de detalle en cuanto a forma y plazos para los que los Coordinados informen ajustes, indisponibilidades o limitaciones operaciones de sus instalaciones no es del alcance del Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez del SEN.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
57	Transmisoras de Chile A.G.	2-2	En cuanto a las obligaciones que tienen los Coordinados, se indica que estos deben ajustar los parámetros técnicos de sus instalaciones producto de los requerimientos de Robustez instruidos por el Coordinador. Al respecto, se solicita especificar en que los plazos en que se deberán realizar los ajustes instruidos por parte del Coordinador serán de mutuo acuerdo con el Coordinado, puesto que para distintas condiciones se necesitarán distintos plazos para realizar nuevos ajustes y/o parámetros técnicos.	Se solicita modificar el literal c) del presente artículo: "*Para efectos del cumplimiento de lo dispuesto en el presente Anexo Técnico, los Coordinados deberán:* *a) Proporcionar al Coordinador toda la información técnica y antecedentes que este requiera para la evaluación y verificación de los requerimientos de Robustez del SI;* *b) Informar oportunamente sobre cualquier actualización relativa a ajustes, indisponibilidades o limitaciones operacionales de sus instalaciones; y,* *c) Ajustar los parámetros técnicos de sus instalaciones* ***existentes*** *producto de los requerimientos de Robustez instruidos por el Coordinador* ***en un plazo determinado de mutuo acuerdo entre el Coordinador y el Coordinado***."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 56.
58	Transmisoras de Chile A.G.	3-1	El presente artículo establece un horizonte mínimo de evaluación de tres años (T_0 a T_3) para el Estudio de Requerimientos de Robustez. Al respecto, se considera que el horizonte mínimo de evaluación escogido sería demasiado corto, ya que, en la práctica, la identificación de una necesidad sistémica o un incumplimiento, para luego implementar medidas de adecuación o mitigación, no se condice con un horizonte de 3 años, más aún si estas corresponden a proyectos de infraestructura cuya tramitación involucra la tramitación de permisos sectoriales, construcción, proceso PGP, o cuando parte de la tramitación se realiza a través de Artículo 102 de la Ley, entre otros. Una evaluación realizada en un horizonte de tiempo reducido podría derivar en el riesgo de que las medidas implementadas bajo este estudio pierdan vigencia o necesidad en la siguiente versión, perjudicando la eficiencia de las inversiones o sobreajustes. Respecto a lo anterior, considerando que los	Se solicita modificar el inciso primero del presente artículo: "*El Estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos,* ~~*tres*~~ ***cinco*** *años, incluyendo el estado actual del sistema (año T_0), así como su proyección para los años T_1, T_2,* ~~*y*~~ *T_3,* ***T_4 y T_5****. La proyección deberá considerar, al menos, lo siguiente: (...)*" Asimismo, se solicita ajustar todos los artículos que se refieren al horizonte de evaluación de tres años, para llegar al horizonte de cinco años.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Horizonte de evaluación del estudio".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			proyectos de Condensadores Síncronos tienen un tiempo de desarrollo de 42 meses, abordando en dicho periodo todos aquellos hitos relacionados a diseño, construcción y puesta en servicio, y un periodo estándar de licitación de entre 6 y 12 meses, se estima que establecer un horizonte de evaluación de al menos 5 años. De esta forma, se solicita modificar el artículo 3-1 del presente anexo, estableciendo un horizonte de evaluación de, al menos, cinco años.			
59	Transmisoras de Chile A.G.	3-1	El presente artículo establece las consideraciones y el horizonte de evaluación que deberá considerarse a efectos de realizar el Estudio de Robustez, el cual surge producto del presente anexo. Entre estas consideraciones, se señala que el estudio deberá contemplar una proyección que deberá contemplar aquellas instalaciones declaradas en construcción, las obras del plan de expansión, u obras autorizadas por el artículo 102 de la Ley, cuya fecha de entrada en operación se encuentre dentro del horizonte de evaluación considerado en el estudio. De esta forma, entre las instalaciones consideradas en la proyección no se mencionan aquellas obras que puedan surgir mediante el mecanismo de ejecución de obras necesarias y urgentes según lo dispuesto en el artículo 91° bis de la Ley, de las cuales se espera que su fecha de entrada en operación se encuentre dentro del horizonte de análisis del estudio.	Se solicita modificar el literal a) del presente artículo: "*El Estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, tres años, incluyendo el estado actual del sistema (año T_0), así como su proyección para los años T_1, T_2 y T_3. La proyección deberá considerar, al menos, lo siguiente:* *a) Las instalaciones declaradas en construcción, así como aquellas derivadas del plan de expansión o que hayan sido autorizadas en conformidad con* ***el artículo 91° bis o*** *el artículo 102° de la Ley, y que se espera que su fecha de Entrada en Operación se encuentre dentro del horizonte de evaluación considerado en el Estudio; (…)*"	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
60	Transmisoras de Chile A.G.	3-1	En primer lugar, el artículo 3-3 del presente anexo establece en su literal a) que la base de datos para el estudio de robustez deberá incluir, al menos, la operación esperada del sistema con resolución horaria para cada año del horizonte de evaluación. Respecto a lo anterior, el artículo 3-1 no especifica si esto implica realizar simulaciones para las 8.760 horas del año o solo para un conjunto representativo de días típicos. Además, en el caso de que se trate días típicos, no se explicita si estos contemplarán escenarios estacionales diferenciados (por ejemplo, hidrología seca, húmeda o media), siendo que esto resulta crucial por el impacto de la hidrología en la disponibilidad de inercia y reservas.	Se solicita modificar el artículo 3-1, para señalar de forma explícita si el estudio de robustez al que hace referencia el presente anexo se realizara considerando las 8.760 horas del año, o si solo se utilizarán un conjunto de días típicos o representativos. En este último caso, se solicita incorporar al presente anexo una metodología clara para definir estos días típicos, considerando la estacionalidad hidrológica como variable crítica en el análisis de robustez.	No se acoge	Dado los ajustes al Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional no se estima pertinente incluir lo solicitado en cuanto a la base de datos, ya que se ajusta la definición de escenarios en el Artículo 3-5 del Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez del SEN.
61	Transmisoras de Chile A.G.	3-4	Esta sección indica lo siguiente: "*El modelo dinámico del SI proyectado para los años T1, T2 y T3 deberá ser elaborado considerando la información contenida en la base de datos señalada en el Artículo 3-3 del presente Anexo.* *Dicho modelo deberá representar adecuadamente la topología proyectada del SI para cada año del horizonte de evaluación, incorporando instalaciones y nueva infraestructura que se prevean que estén operativas dentro del período de análisis del Estudio, que correspondan.*" Se sugiere especificar en el texto la situación actual para una mejor interpretación en lo actual y lo proyectado.	"*El modelo dinámico del SI* ***actual (T_0)*** *y proyectado para los años T_1, T_2 y T_3 deberá ser elaborado considerando la información contenida en la base de datos señalada en el Artículo 3-3 del presente Anexo.* *Dicho modelo deberá representar adecuadamente la topología* ***actual y*** *proyectada del SI para cada año del horizonte de evaluación, incorporando instalaciones y nueva infraestructura que se prevean que estén operativas dentro del período de análisis del Estudio, que correspondan.*"	Se acoge parcialmente	Se ajusta la redacción del artículo observado, aclarándose la diferencia entre año actual y los años proyectados.
62	Transmisoras de Chile A.G.	3-6	Esta sección indica lo siguiente: "*Donde, Dig corresponde a la distancia eléctrica en por unidad entre la barra i y el generador g, Hg corresponde a la inercia sincrónica en segundos del generador g y N la cantidad de generadores sincrónicos en operación.*"	Incluir definición y fórmula de distancia eléctrica.	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Se sugiere incluir una definición de distancia eléctrica y como se calcula.			
63	Transmisoras de Chile A.G.	3-9	El artículo 3-9 señala que el análisis técnico de la Robustez contenido en el estudio al que hace referencia el presente artículo deberá basarse en indicadores de desempeño dinámico de fortaleza y robustez. Por otro lado, no se indica que variables y/o parámetros serán utilizados a determinar los indicadores antes mencionados. Además, no se hace referencia a que estas variables y/o parámetros, o incluso la metodología de cálculo de los indicadores vayan a ser publicados o comunicados a los Coordinados. Caso similar ocurre con los resultados del análisis, ya que no se hace referencia a que estos fueran a ser publicados. Respecto a lo anterior, se solicita que tanto las variables y/o parámetros utilizados para la determinación de los indicadores de desempeño dinámico como la metodología utilizada para su cálculo sean publicadas en el sitio web del Coordinador o comunicadas a los Coordinados. Esto con la finalidad de permitir a los Coordinados el poder replicar el cálculo y así contrastar los resultados del análisis, aportar con antecedentes, o simplemente mantenerlos informados, aumentando la certeza de los Coordinados respecto al análisis.	Se solicita especificar las variables que se utilizaran para determinar los indicadores de desempeño dinámico de fortaleza y robustez, así como la metodología que se utilizara. De igual forma, se solicita especificar que tanto las variables y/o parámetros utilizados, así como los resultados del análisis, serán publicados en el sitio web del Coordinador, o alternativamente comunicados a los Coordinados.	Se acoge parcialmente	Se precisa redacción del artículo especificando cuales son los indicadores para tensión y frecuencia respectivamente. Respecto a la publicación del Estudio y de los antecedentes y bases de datos que sustentan sus resultados, esto se especifica en el Título 1 del Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional.
64	Transmisoras de Chile A.G.	3-10	En el literal B de este articulado, indica que se podrá incluir al menos dos categorías, una de ellas es la indicada en el literal B, "*Alternativas de nuevas instalaciones, adecuaciones de instalaciones o nueva infraestructura (…)*". Sin embargo, no se menciona si, dado que serán instalaciones nuevas, será posible tener instancias de discrepancias ante Panel de Expertos.	Se solicita corroborar que este proceso al que hace referencia el presente anexo permitirá la presentación de discrepancias frente al Panel de Expertos.	No se acoge	Lo observado se encuentra establecido en el Artículo 60 del Decreto Supremo N°52, de 2018, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
65	Transmisoras de Chile A.G.	3-11	El presente artículo describe como se llevará a cabo el análisis de fortaleza de red (robustez de tensión) que deberá abordar el estudio al que hace referencia el presente anexo. Ahora bien, este artículo no hace referencia a que el resultado del análisis fuera a ser publicado o comunicado a los Coordinados interesados, y que de esta forma estos últimos puedan observar dichos resultados. Esta instancia participativa permitiría potencialmente el aporte de antecedentes por parte de los Coordinados.	Se solicita incorporar una nueva instancia participativa de observación al análisis de fortaleza de red, en la que los Coordinados puedan aportar al estudio con antecedentes.	No se acoge	Se estipula en el Artículo 1-7 que el informe preliminar del Estudio, conteniendo los respectivos análisis de Robustez de tensión y frecuencia, será publicado en el sitio web del Coordinador. Es en esta instancia en donde los Coordinados podrán hacer comentarios o aportar con antecedentes adicionales.
66	Transmisoras de Chile A.G.	3-12	Esta sección indica lo siguiente: "*La selección de medidas indicada en el Artículo 3-11 del presente Anexo, deberá efectuarse priorizando aquellas que presenten una mejor relación costo-beneficio, siguiendo el orden de priorización que se detalla a continuación: (...)*" Se recomienda incluir en el Informe los costos de referencia utilizados y la forma de cálculo de los beneficios esperados, con el fin de realizar una evaluación costo-beneficio bajo criterios claros y previamente definido.	El Coordinador deberá incluir en el Informe los costos de referencia utilizados y la metodología de cálculo de los costos y beneficios de cada medida.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
67	Transmisoras de Chile A.G.	3-12	Esta sección indica lo siguiente: "*Grupo 1t – Servicios Complementarios con recursos existentes: el análisis deberá comenzar considerando las medidas asociadas a recursos técnicos e infraestructura actualmente disponibles en el SI que estén habilitados para la prestación de Servicios Complementarios que contribuyan a mejorar la Fortaleza del AtC en la que se haya verificado un incumplimiento normativo. Entre estas medidas se podrán incluir, entre otras: la incorporación de Control de Tensión, o la participación de las correspondientes IBR.*" Se recomienda cambiar el término incorporación ya que se asocia más a un nuevo elemento en el sistema, lo que estaría asociado al Grupo 2t.	"*Grupo 1t – Servicios Complementarios con recursos existentes: el análisis deberá comenzar considerando las medidas asociadas a recursos técnicos e infraestructura actualmente disponibles en el SI que estén habilitados para la prestación de Servicios Complementarios que contribuyan a mejorar la Fortaleza del AtC en la que se haya verificado un incumplimiento normativo. Entre estas medidas se podrán incluir, entre otras: la ~~incorporación~~ **activación y parametrización** de Control de Tensión, o la participación de las correspondientes IBR.*"	Se acoge parcialmente	Se precisa redacción del Artículo indicado en línea con lo solicitado por la observación.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
68	Transmisoras de Chile A.G.	3-12	Los artículos 3-12 y 3-13 del presente anexo describen como se llevará a cabo la selección de medidas para aumentar la fortaleza y robustez de frecuencia del sistema, lo cual se deberá abordar el estudio de robustez. Estos artículos no hacen referencia a que el resultado del análisis fuera a ser publicado o comunicado a los Coordinados interesados, y que de esta forma estos últimos puedan observar dichos resultados. Esta instancia participativa permitiría potencialmente el aporte de antecedentes o propuestas por parte de los Coordinados. Esto último toma especial relevancia considerando que entre estas medidas se contemplan la incorporación de nuevas instalaciones o infraestructura para la prestación de servicios complementarios o la aplicación de restricciones operacionales, las cuales tendrían un alto impacto en los participantes del sistema eléctrico. De esta forma, se solicita modificar los artículos 3-12 y 3-13, de forma de incorporar los siguientes hitos a la selección de medidas: • Una nueva instancia participativa de observación a la selección de medidas para aumentar la fortaleza y robustez de frecuencia del sistema, en la que los Coordinados puedan aportar al estudio con antecedentes o presentar propuestas.	Se solicita modificar los artículos 3-12 y 3-13, de forma de incorporar los siguientes hitos a la selección de medidas: • Una nueva instancia participativa de observación a la selección de medidas para aumentar la fortaleza y robustez de frecuencia del sistema, en la que los Coordinados puedan aportar al estudio con antecedentes o presentar propuestas.	No se acoge	Se estipula en el Artículo 1-7 que el informe preliminar del Estudio, conteniendo los respectivos análisis de Robustez de tensión y frecuencia, será publicado en el sitio web del Coordinador. Es en esta instancia en donde los Coordinados podrán hacer comentarios o aportar con antecedentes adicionales.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
69	Transmisoras de Chile A.G.	3-12	En este artículo, se indica que el Coordinador podrá aplicar restricciones operacionales, entre las cuales podrá considerar la exigencia de una cantidad mínima de unidades sincrónicas en operaciones existentes o restricciones de generación a centrales IBR. Sin embargo, no se indica que, bajo la definición de las restricciones, en el AfC/AtC el Coordinador deberá considerar los requerimientos del sistema, evitando así perjudicar el desarrollo de los proyectos de transmisión que se encuentren en ejecución, afectando, por ejemplo, desconexiones necesarias u otros requerimientos.	Se solicita incorporar el literal c. a la redacción del grupo 3f en los artículos 3-12 y 3-13: *"c) Grupo 3f – Restricciones operacionales: De manera excepcional, y sólo en aquellos casos en que se cumpla que:* *a. Ninguna de las medidas del Grupo 1t, ya sea aplicadas de manera individual o conjunta, permita garantizar el cumplimiento de los criterios normativos I., II. y III. del Artículo 3-11 del presente Anexo.* *b. Las medidas contenidas en el Grupo 2t no pueden ser aplicadas debido a una incompatibilidad de sus plazos de implementación con el año de análisis.* ***c. La aplicación de restricciones operacionales no provocara la intervención del desarrollo de proyectos de transmisión que se encuentren en desarrollo.***" De esta forma, cuando una zona requiera aumentar la fortaleza, se considerarán todos los elementos existentes operacionales en la AfC/AtC y todos los proyectos de desarrollo en transmisión que se esté realizando en la zona, y a partir de esto de determinará cuántas unidades síncronas mínimas se requieren en operación, o bien, cuantas restricciones en centrales IBR se deben considerar.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
70	Transmisoras de Chile A.G.	3-12	El artículo 3-12 establece que el Coordinador, a través del estudio de robustez, deberá seleccionar medidas para aumentar la fortaleza de la red en aquellos puntos locales que se requiera. En el caso de que las medidas seleccionadas no se puedan implementar, o cuando las medidas agrupadas en los conjuntos 1t y 2t no sean suficientes, se podrían implementar restricciones operacionales "exclusivamente en el AtC que se haya verificado incumplimiento normativo". De esta forma, no se especifica si las restricciones operacionales se consideraran como medidas adicionales a las implementables mediante control de	Se solicita aclarar si las restricciones operacionales aplicables a partir del artículo 3-12 del presente anexo son adicionales a las ya implementadas por control de transferencias, o si estas son mutuamente excluyentes.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			transferencias, o si estas son excluyentes entre sí, lo cual podría resultar en confusiones a la hora de aplicar restricciones operacionales a las generadoras.			
71	Transmisoras de Chile A.G.	3-13	Esta sección indica lo siguiente: "*Grupo 1f – SSCC con recursos existentes: incluye medidas asociadas a recursos técnicos e infraestructura actualmente disponibles en el SI que estén habilitados para la prestación de Servicios Complementarios que contribuyan a mejorar la Robustez de Frecuencia del AfC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. Entre estas medidas se podrán incluir: la incorporación de capacidad de control primario de frecuencia, control rápido de frecuencia o inercia sintética, entre otras.*" Se recomienda cambiar el término incorporación ya que se asocia más a un nuevo elemento en el sistema, lo que estaría asociado al Grupo 2t.	"*Grupo 1f – SSCC con recursos existentes: incluye medidas asociadas a recursos técnicos e infraestructura actualmente disponibles en el SI que estén habilitados para la prestación de Servicios Complementarios que contribuyan a mejorar la Robustez de Frecuencia del AfC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. Entre estas medidas se podrán incluir: la ~~incorporación~~ **activación y parametrización** de capacidad de control primario de frecuencia, control rápido de frecuencia o inercia sintética, entre otras.*"	Se acoge parcialmente	Se precisa redacción de Artículo indicado en línea con lo propuesto en comentario.
72	Transmisoras de Chile A.G.	3-13	Los artículos 3-12 y 3-13 del presente anexo describen como se llevará a cabo la selección de medidas para aumentar la fortaleza y robustez de frecuencia del sistema, lo cual se deberá abordar el estudio de robustez. Estos artículos no hacen referencia a que el resultado del análisis fuera a ser publicado o comunicado a los Coordinados interesados, y que de esta forma estos últimos puedan observar dichos resultados. Esta instancia participativa permitiría potencialmente el aporte de antecedentes o propuestas por parte de los Coordinados. Esto último toma especial relevancia considerando que entre estas medidas se contemplan la incorporación de nuevas instalaciones o infraestructura para	Se solicita modificar los artículos 3-12 y 3-13, de forma de incorporar los siguientes hitos a la selección de medidas: • Una nueva instancia participativa de observación a la selección de medidas para aumentar la fortaleza y robustez de frecuencia del sistema, en la que los Coordinados puedan aportar al estudio con antecedentes o presentar propuestas.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 68.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			la prestación de servicios complementarios o la aplicación de restricciones operacionales, las cuales tendrían un alto impacto en los participantes del sistema eléctrico. De esta forma, se solicita modificar los artículos 3-12 y 3-13, de forma de incorporar los siguientes hitos a la selección de medidas: • Una nueva instancia participativa de observación a la selección de medidas para aumentar la fortaleza y robustez de frecuencia del sistema, en la que los Coordinados puedan aportar al estudio con antecedentes o presentar propuestas.			
73	Transmisoras de Chile A.G.	3-13	En este artículo, se indica que el Coordinador podrá aplicar restricciones operacionales, entre las cuales podrá considerar la exigencia de una cantidad mínima de unidades sincrónicas en operaciones existentes o restricciones de generación a centrales IBR. Sin embargo, no se indica que, bajo la definición de las restricciones, en el AfC/AtC el Coordinador deberá considerar los requerimientos del sistema, evitando así perjudicar el desarrollo de los proyectos de transmisión que se encuentren en ejecución, afectando, por ejemplo, desconexiones necesarias u otros requerimientos.	Se solicita incorporar el literal c. a la redacción del grupo 3f en los artículos 3-12 y 3-13: *"c) Grupo 3f – Restricciones operacionales: De manera excepcional, y sólo en aquellos casos en que se cumpla que:* *a. Ninguna de las medidas del Grupo 1t, ya sea aplicadas de manera individual o conjunta, permita garantizar el cumplimiento de los criterios normativos I., II. y III. del Artículo 3-11 del presente Anexo.* *b. Las medidas contenidas en el Grupo 2t no pueden ser aplicadas debido a una incompatibilidad de sus plazos de implementación con el año de análisis.* ***c. La aplicación de restricciones operacionales no provocara la intervención del desarrollo de proyectos de transmisión que se encuentren en desarrollo.***" De esta forma, cuando una zona requiera aumentar la fortaleza, se considerarán todos los elementos existentes operacionales en la AfC/AtC y todos los proyectos de desarrollo en transmisión que se esté realizando en la zona, y a partir de esto de determinará cuántas unidades síncronas mínimas se requieren en	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				operación, o bien, cuantas restricciones en centrales IBR se deben considerar.		
122	AES Andes S.A.	General	En los Artículos 3-12 y 3-13 se establece, como primera medida para incrementar la robustez de tensión y de frecuencia, el uso de los servicios complementarios actualmente existentes. Sin embargo, a la fecha no existe en el mercado ningún servicio que integre de forma completa las características asociadas a estos atributos. Esta ausencia de una categoría específica de servicios limita la capacidad de asegurar una provisión eficiente, suficiente y oportuna de atributos que son esenciales para la operación segura y confiable del sistema eléctrico. Se recomienda que la Comisión evalúe y defina, de manera prioritaria, una nueva categoría de servicios complementarios que agrupe y refleje de forma explícita los requerimientos técnicos asociados a la robustez de tensión y de frecuencia. Esto	Se propone complementar este trabajo normativo, con una pronta actualización de la Resolución SSCC de tal forma de incorporar explicitamente los nuevos atributos de robustez necesarios para la operación segura del sistema.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Nuevos SSCC asociados a la Robustez del SI".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			permitiría generar señales de mercado adecuadas, fomentar el desarrollo de soluciones tecnológicas —incluyendo sistemas de almacenamiento con capacidades grid forming— y fortalecer la resiliencia operativa del Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, permitiría que las centrales convencionales necesarias para una transición segura y eficiente cuenten con incentivos adecuados para seguir prestando estos servicios durante el período de tránsito hacia un sistema tecnológicamente adaptado, capaz de proveer dichos atributos en base a nuevas tecnologías como grid forming.			
123	AES Andes S.A.	3-1	Se establece que el Estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, tres años. Considerando que producto de estas evaluaciones, parte del resultado podría concluir en la necesidad de nueva infraestructura critica para el sistema, se estima que dicho plazo debería considerar al menos un horizonte mínimo de 5 años. Lo anterior, permitiría planificar una eventual licitación de nueva infraestructura en plazos razonables que permitan su materialización en horizonte de interés	"El Estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, cinco años, incluyendo el estado actual del sistema (año $T0$), así como su proyección para los años T1, T2; T3, T4, T5. "	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Horizonte de evaluación del estudio".
124	AES Andes S.A.	3-2	En la metodología del estudio de robustez del SEN no se precisa si las simulaciones “dinámicas en el dominio del tiempo” corresponden a RMS o EMT. Se propone señalar explícitamente que dicho estudio deberá considerar simulaciones del tipo EMT cuando la dinámica de operación lo requiera.	Se propone modificar el artículo en el sentido de la observación adjunta.	Se acoge parcialmente	Se actualiza redacción del artículo indicado.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
125	AES Andes S.A.	3-6	En el Artículo 3-6 se definen las fórmulas y metodologías para calcular indicadores de robustez destinados a la identificación de Áreas Coherentes, tanto en tensión como en frecuencia. Sin embargo, el artículo no establece umbrales, valores de referencia ni criterios mínimos que permitan, a partir de dichos indicadores, determinar objetivamente cuándo y cómo se configuran dichas áreas. La ausencia de estos umbrales genera un alto grado de discrecionalidad en la aplicación práctica del artículo. Esto, a su vez, puede afectar la consistencia en la evaluación de la robustez del sistema y limitar la efectividad de la norma en su propósito de resguardar la seguridad operativa. Se recomienda que la Comisión, en base a estudios propios y análisis técnicos, establezca criterios mínimos y umbrales cuantitativos para la clasificación de Áreas Coherentes, de manera que los indicadores calculados tengan una traducción directa y consistente en la delimitación de dichas áreas. Esto no solo aportaría certeza técnica y regulatoria, sino que también facilitaría la trazabilidad de las decisiones y la comparación de resultados entre distintos periodos y condiciones del sistema.	Se propone modificar el artículo en el sentido de la observación adjunta.	No se acoge	Se ajusta redacción del artículo, en el sentido de aclarar que los indicadores se utilizan solo para la identificación de áreas. En el artículo 3-7 establece la aplicación de estos indicadores, por lo que no es necesario especificar umbrales para ellos.
126	AES Andes S.A.	3-7	En el Artículo se indica “La cantidad de áreas coherentes deberá determinarse en función del error de agrupamiento”, pero no define cual el error umbral. Se propone señalar expresamente algún criterio para definir tal error.	Se propone modificar el artículo en el sentido de la observación adjunta.	Se acoge parcialmente	Se precisa redacción del artículo, aclarando la forma de definir las áreas y al proceso de agrupamiento.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
127	AES Andes S.A.	3-8	De la lectura del El Artículo 3-8 se podría entender que los fenómenos del sistema se encuentran totalmente desacoplados, asociando tipos de falla a tipos de áreas de control. En condiciones de red débil, este tipo de separación no es correcta, ya que el desempeño de las variables asociadas a la tensión y la frecuencia pueden verse alteradas simultáneamente y con gran impacto. Por ejemplo, un cortocircuito (severidad 4a), puede hacer que una gran porción de plantas IBR reduzcan su aporte de potencia, provocando un desbalance sistémico significativamente mayor a la propia severidad 5. Aun cuando en el caso de la severidad 4a el desbalance puede ser transitorio, los niveles de inercia y reserva de control de frecuencia requeridos pueden ser igualmente impactados. Se propone aclarar que dichas contingencias pueden ser tener implicancias en ambos tipos de áreas de forma simultánea, AtC y AfC.	Se propone modificar el artículo en el sentido de la observación adjunta.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 485.
128	AES Andes S.A.	3-9	El Artículo 3-9 sólo habla de frecuencia mínima como indicador de desempeño dinámico de Robustez de frecuencia, así como también el Artículo 3-13, no mencionándose el RoCoF en ningún apartado de este AT. La tasa de cambio es extremadamente importante y debe considerarse un umbral limite a nivel normativo. Por otro lado, el Artículo 5-74 de la NTSyCS trata en simultáneo la frecuencia mínima y el RoCoF como indicadores de robustez de frecuencia. En este sentido, no resulta del todo claro si el CEN debe considerar ambos indicadores en su estudio y, en caso afirmativo, se sugiere dejarlo explicito en el AT y el presente articulo	Se propone modificar el artículo en el sentido de la observación adjunta.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 912.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
129	AES Andes S.A.	3-13	El Artículo 3-13 al igual que el 3-9 sólo habla de frecuencia mínima como indicador de desempeño dinámico de Robustez de frecuencia, no mencionándose el RoCoF en ningún apartado de este AT. La tasa de cambio es extremadamente importante y debe considerarse un umbral limite a nivel normativo. Por otro lado, el Artículo 5-74 de la NTSyCS trata en simultáneo la frecuencia mínima y el RoCoF como indicadores de robustez de frecuencia. En este sentido, no resulta del todo claro si el CEN debe considerar ambos indicadores en su estudio y, en caso afirmativo, se sugiere dejarlo explicito en el AT y el presente articulo	Se propone modificar el artículo en el sentido de la observación adjunta.	Se acoge	
130	AES Andes S.A.	3-14	Según lo señalado en el anexo y NT la definición de área débil queda finalmente sujeta al estudio a realizar anualmente por el Coordinador. Asimismo, la metodología que deberá emplearse para calificar una red como Débil implica un análisis iterativo, que a su vez debe priorizar la relación costo-beneficio de las medidas para aumentar la fortaleza, lo cual lo convierte poco práctico para el uso y análisis de los coordinados y desarrolladores de proyectos. Dado que esta cualidad define los requerimientos mínimos asociados a nuevos proyectos en esas áreas, se propone que esta calificación se base en cálculos (o métricas) que sean ampliamente utilizables, fijando claramente los marcos de referencia mínimos (SCR, X/R, ROCOF, dP/dV, dQ/dV, etc.)	Se propone modificar el artículo en el sentido de la observación adjunta.	No se acoge	El enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez y la clasificación de red débil se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. Por esta razón, el enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. No obstante lo anterior, se incluye la posibilidad de que el Coordinador incluya indicadores de desempeño adicionales cuando estos resulten pertinentes para la evaluación del desempeño dinámico del sistema.
134	Interchile S.A.	3-6	En este artículo se define Inercia Sincrónica Equivalente, no obstante, la fórmula indica que esta inercia es proporcional a la distancia eléctrica, es decir, mientras más lejos eléctricamente esté el generador mayor será la inercia equivalente de la barra. Entendemos que esto es incorrecto y la inercia que aporta	Corregir si corresponde.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 62.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			un generador debiese ser menor mientras más lejos esté eléctricamente de la barra. Se solicita confirmar y corregir fórmula de ser necesario.			
135	Interchile S.A.	3-12	El presente artículo propone enlistar las medidas para aumentar la fortaleza de la red según el costo-beneficio siguiendo un orden de priorización. Esto ineludiblemente conllevará a soluciones sub-óptimas respecto a si se consideraran todas las medidas según su costo-beneficio sin ningún orden de priorización previo. Se sugiere eliminar la priorización y analizar todas las medidas en su mérito.	Eliminar priorización y analizar el costo-beneficio de cada medida en su mérito	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
136	Interchile S.A.	3-13	Misma observación anterior.	Idem.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
142	Bioenergías Forestales SpA	3-12	Cualquier restricción que afecte el despacho de centrales autoproductoras puede afectar negativamente su objetivo principal que corresponde a otorgar continuidad y seguridad de suministro eléctrico para sus cargas críticas. Por ende, es necesario incorporar un párrafo que permita asegurar que las medidas para verificar el cumplimiento de los estándares de Robustez que adopte el Coordinador, no generen un riesgo operacional en las instalaciones de clientes con centrales autoproductoras. Se solicita incluir un párrafo al final del Artículo 3-12 según se describe en la propuesta de texto.	Sin perjuicio de lo anterior, las restricciones adoptadas por el Coordinador no afectarán la producción de las centrales clasificadas como autoproductoras las cuales tienen por objetivo abastecer los consumos de sus propias instalaciones y/o procesos productivos.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
143	Bioenergías Forestales SpA	3-13	Cualquier restricción que afecte el despacho de centrales autoproductoras puede afectar negativamente su objetivo principal que corresponde a otorgar continuidad y seguridad de suministro eléctrico para sus cargas críticas. Por ende, es necesario incorporar un párrafo que permita asegurar que las medidas para verificar el cumplimiento de los estándares de Robustez que adopte el Coordinador, no generen un riesgo operacional en las instalaciones de clientes con centrales autoproductoras. Se solicita incluir un párrafo al final del Artículo 3-13 según se describe en la propuesta de texto.	Sin perjuicio de lo anterior, las restricciones adoptadas por el Coordinador no afectarán la producción de las centrales clasificadas como autoproductoras las cuales tienen por objetivo abastecer los consumos de sus propias instalaciones y/o procesos productivos.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
151	Chilquinta Transmisión S.A.	1-5	Ítem d) Restricciones operacionales, si corresponde.	No se define el tiempo en que estas restricciones operacionales se mantendrán vigentes, se solicita indicar que estas restricciones se evaluaran cada año en base a las AfC y AtC.	No se acoge	De acuerdo con los ajustes y actualizaciones realizadas al Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez del SEN, se aclara que el conjunto de restricciones operacionales a las que se refiere el artículo observado no serán vinculantes para la operación real.
152	Chilquinta Transmisión S.A.	3-12	Art 3-12 Grupo de medidas	Se menciona que las medidas a incluir podrían ser control de tensión entre otras. Sin embargo, se propone evaluar las tecnologías LVRT (Low Voltaje Ride-Through) en apoyo para permitir que generadores renovables permanezcan conectados durante caídas de voltaje.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
153	Chilquinta Transmisión S.A.	3-12	Grupo de Medidas 2t	Dentro de las medidas que se propondrán no se menciona o identifica que el análisis considera los proyecto que se encuentren en proceso de las de obras de ampliación.	No se acoge	Lo solicitado por ya se encuentra contemplado en el Artículo 3-1 del Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
188	Enel Generación Chile S.A.	1-5	Posterior al Literal d) Se sugiere incoporar un nuevo literal e con medidas operacionales	… e) Medidas operacionales	No se acoge	De acuerdo a los ajustes y actualizaciones realizadas al Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez del SEN, se aclara que el conjunto de restricciones operacionales a las que se refiere el artículo observado no serán vinculantes para la operación real.
189	Enel Generación Chile S.A.	1-7	Se sugiere ampliar el período de observaciones a un mínimo de 20 días, considerando la complejidad del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN.	… El plazo de observaciones deberá ser de, al menos, **20** días. ...	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Publicación del estudio de robustez".
190	Enel Generación Chile S.A.	1-9	Se sugiere establecer un criterio cuantificable para la actualización del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN. Como propuesta, podría considerarse la necesidad de actualizarlo en caso de retiro de una unidad convencional con una capacidad superior a 100 MW que no haya sido considerada en la versión orginal del estudio.	El Coordinador podrá actualizar el Estudio en caso de que se produzcan interconexiones, modificaciones o retiros relevantes de instalaciones**, como el de unidades sincrónicas de más de 100 MW,** que puedan afectar la seguridad y calidad de servicio del SI y que no hayan sido considerados inicialmente en el Estudio.	No se acoge	Dado que la Robustez no es medida solamente en base a un criterio único, sino que de múltiples factores. El Coordinador en base a su expertiz, puede ponderar de mejor manera el impacto de interconexiones, modificaciones o retiros relevantes de instalaciones.
191	Enel Generación Chile S.A.	3-1	Literal a) Se solicita adicionar aquellas obras urgentes y necesarias que se excluyen del proceso de planificación de la transmisión	El Estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, tres años, incluyendo el estado actual del sistema (año T0), así como su proyección para los años T1, T2 y T3. La proyección deberá considerar, al menos, lo siguiente: a) Las instalaciones declaradas en construcción, así como aquellas derivadas del plan de expansión, **aquellas derivadas de obras necesarias y urgentes que se excluyen del proceso de planificación de la transmisión** o que hayan sido autorizadas en conformidad con el artículo 102° de la Ley, y que se espera que su fecha de Entrada en Operación se encuentre dentro del horizonte	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 59.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				de evaluación considerado en el Estudio.		
192	Enel Generación Chile S.A.	5-1	Se propone que los dos primeros Estudios de Requerimientos de Robustez del SEN consideren un horizonte de evaluación que se extienda, al menos, hasta el año 2031, con el objetivo de visualizar adecuadamente las repercusiones sobre el SEN derivadas de la entrada en operación del enlace HVDC Kimal - Lo Aguirre	... Adicionalmente, el primer y segundo Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN deberán considerar un horizonte de evaluación que se extienda, al menos, hasta el año 2031, con el objetivo de visualizar adecuadamente las repercusiones sobre el SEN derivadas de la entrada en operación del enlace HVDC Kimal - Lo Aguirre	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Horizonte de evaluación del estudio".
193	Enel Generación Chile S.A.	3-6	Se sugiere incorporar una indicación explícita que el Coordinador podrá definir criterios adicionales en el marco de la realización del Estudio de Requerimiento de Robustez, siempre que dichos criterios estén debidamente justificados.	... **El Coordinador podrá definir algun criterio adicional, cuya definición esté debidamente justificada.**	No se acoge	Los indicadores en cuestión se utilizan solo para la identificación de áreas. En el artículo 3-7 se establece la aplicación de estos indicadores, no siendo necesaria dar la facultad al Coordinador de agregar indicadores adicionales para estos fines.
194	Enel Generación Chile S.A.	3-6	Como indicador de robustez, en el artículo 3-6 se sugiere incorporar una referencia al valor mínimo del índice ESCR en las zonas de interés analizadas. Esto, considerando que según la literatura especializada, en el análisis de fortaleza de red es necesario identificar el valor mínimo de ESCR requerido por los IBR tipo GFL (o indicadores equivalentes), los cuales actualmente representan el mayor porcentaje de centrales eólicas y fotovoltaicas conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SI).	Aclarar	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
195	Enel Generación Chile S.A.	3-6	Respecto a los indicadores de robustez, se sugiere evaluar la pertinencia de incorporar otros indicadores mediante un análisis modal de la matriz jacobiana de flujo de cargas.	Aclarar	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
196	Enel Generación Chile S.A.	3-12	Literal a) No queda claro si la **incorporación de Control de Tensión**,tal y como se describe, corresponde a una instrucción emitida por el Coordinador. En caso de que así sea, surge la interrogante respecto de las remuneraciones asociadas a las inversiones que los actores deben realizar para cumplir con dicha instrucción. Asimismo, se plantea la duda sobre la necesidad de presentar nuevas solicitudes si estas no seán objeto de remuneración. Si bien es claro que los mecanismos de remuneración de los Servicios Complementarios no deben establecerse en la NTSyCS ni en sus respectivos anexos, resulta relevante entregar señales adecuadas que permitan al sistema adaptarse progresivamente a las nuevas necesidades operativas.	a) Grupo 1t – Servicios Complementarios con recursos existentes: el análisis deberá comenzar considerando las medidas asociadas a recursos técnicos e infraestructura actualmente disponibles en el SI que estén habilitados para la prestación de Servicios Complementarios que contribuyan a mejorar la Fortaleza del AtC en la que se haya verificado un incumplimiento normativo. Entre estas medidas se podrán incluir, entre otras: **la incorporación de Control de Tensión**, o la participación de las correspondientes IBR.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
197	Enel Generación Chile S.A.	General	La cantidad de áreas coherentes deberá determinarse en función del error de agrupamiento; sin embargo, ni en el Anexo Técnico ni en la NTSyCS se define a qué corresponde dicho concepto. Por lo tanto, se solicita aclarar expresamente el significado y alcance del 'error de agrupamiento'.	Aclarar	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
209	Tamakaya Energía SpA	3-1	En este artículo se define lo siguiente: "El Estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, tres años, incluyendo el estado actual del sistema (año T0), así como su proyección para los años T1, T2 y T3. La proyección deberá considerar, al menos, lo siguiente: (...)" Un horizonte de estudio de tres años podría ser poco considerando que se puede requerir nueva infraestructura para cumplir con los estándares normativos de robustez. Además, el primer estudio debería contemplar dentro de su horizonte de evaluación la llegada de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre.	El Estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, cinco años, incluyendo el estado actual del sistema (año T0), así como su proyección para los años T1, T2, T3, T4 y T5. La proyección deberá considerar, al menos, lo siguiente: (...). Además, el primer estudio realizado por el Coordinador deberá contemplar dentro de su horizonte de evaluación la puesta en servicio de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre 500 kV.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Horizonte de evaluación del estudio".
210	Tamakaya Energía SpA	3-5	Este artículo señala: *"Para cada año del horizonte de evaluación, el Coordinador deberá identificar, **sobre la base de la operación esperada**, un conjunto acotado de configuraciones de despacho que represente adecuadamente la operación del SI a lo largo de un año calendario. (...)" (El subrayado es nuestro)* Al respecto, se sugiere detallar mejor las consideraciones a utilizar, de manera que se representen adecuadamente los distintos modos de operación.	Para cada año del horizonte de evaluación, el Coordinador deberá identificar, sobre la base de la operación esperada, un conjunto acotado de configuraciones de despacho que represente adecuadamente la operación del SI a lo largo de un año calendario Los Modos de Operación Representativos deberán incorporar, al menos, la variabilidad hidrológica y la variabilidad de los recursos renovables solares y eólicos, periodos diurnos y nocturnos de generación y/o demanda, así como diferentes escenarios de combustibles. Asimismo, los Modos de Operación Representativos podrán representar también zonas que presenten condiciones de operación particulares. (...)	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".
211	Tamakaya Energía SpA	3-1	En este artículo se señala que el Estudio deberá considerar al menos los literales a) a d). Dado que forma parte del Estudio determinar los Modos de Operación Representativos, debieran formar parte de los supuestos básicos a considerar, los que se consideren en el Artículo 3-5 del presente Anexo.	Incorporar letra e) Los supuestos detallados en el Artículo 3-5 para determinar los Modos de Operación Representativos.	No se acoge	Dado los ajustes al Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional no se estima pertinente incluir lo solicitado en cuanto a la mención de los Modos de Operación Representativos, ya que esta definición no es utilizada en el Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez del SEN.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
212	Tamakaya Energía SpA	3-2	Este artículo menciona: *"(…) Mientras que la cuarta etapa corresponde al análisis técnico de Robustez, el cual se realiza en base a simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo. (...)"* Al respecto, es importante definir si los estudios dinámicos en el dominio del tiempo se realizarán en RMS o EMT.	(…) Mientras que la cuarta etapa corresponde al análisis técnico de Robustez, el cual se realiza en base a simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, considerando simulaciones **[Detallar RMS o EMT]** (…).	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 124.
213	Tamakaya Energía SpA	3-3	El Estudio de Robustez propuesto no considera particularidades en cuanto a las condiciones operacionales de la demanda que tengan relación con la naturaleza de la misma, por ejemplo, los niveles mínimos de cortocircuito requeridos por esta para la correcta operación de los equipos e instalaciones existentes y proyectados. Para esto se propone incorporar esta exigencia como un nuevo literal f) en el artículo 3-3 "Base de datos y modelos"	Propuesta de incorporación de nuevo literal f): "Características técnicas de la demanda, tales como rangos de operación de tensión, niveles de cortocircuito mínimos para la partida de motores u otros equipos, necesidades de potencia reactiva, entre otros, particularmente en zonas de grandes clientes."	No se acoge	El Estudio de Robustez constituye un análisis de carácter sistémico, por tanto, las restricciones particulares asociadas a la carga —como los niveles de cortocircuito requeridos para la correcta operación de equipos e instalaciones— no son consideradas relevantes. Dichos requerimientos corresponden al ámbito de responsabilidad de los propios coordinados. Para efectos del Estudio de Análisis de Robustez, la naturaleza de la demanda resulta pertinente en cuanto a los escenarios que esta pueda representar. En la nueva versión del Anexo Técnico, se reduce el número de escenarios a analizar en el Estudio, así como el procedimiento de selección de dichos escenarios, por lo que el artículo mencionado se modifica en consecuencia para reflejar estos cambios.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
214	Tamakaya Energía SpA	3-6	En el inciso b) de este artículo se define la inercia sincrónica equivalente vista desde una barra y la expresión con la cual se calcula. La descripción de las variables a utilizar en la ecuación es la siguiente: *"Donde, Dig corresponde a la distancia eléctrica en por unidad entre la barra i y el generador g, Hg corresponde a la inercia sincrónica en segundos del generador g y N la cantidad de generadores sincrónicos en operación.* *Cabe señalar que, el Coordinador podrá considerar como aporte a la inercia del SI, aquella inercia sintética o emulada proveniente de IBR, y que sea capaz de sustituir parte de la respuesta de los generadores sincrónicos."* Al respecto, se define que en la expresión se debe utilizar la inercia en segundos. Sin embargo, es posible que esto no sea correcto, debido a que una inercia H = 5s puede ser distinta si se considera un generador sincrónico o un IBR.	Donde, Dig corresponde a la distancia eléctrica en por unidad entre la barra i y el generador g, Hg corresponde a la **inercia sincrónica en MVAs** del generador g y N la cantidad de generadores sincrónicos en operación. Cabe señalar que, el Coordinador podrá considerar como aporte a la inercia del SI, aquella inercia sintética o emulada proveniente de IBR, y que sea capaz de sustituir parte de la respuesta de los generadores sincrónicos	No se acoge	A nivel general, los indicadores definidos en el artículo observado se utilizan únicamente para definir áreas del sistema que comparten características eléctricas y recursos de control similares en términos de robustez de frecuencia y de tensión. En el caso de la inercia sincrónica equivalente mencionado en el mismo artículo, esta considera exclusivamente los generadores sincrónicos, proporcionando una representación de la distribución espacial de la inercia sincrónica en las barras de la red. De esta forma, se pueden identificar zonas del SI con bajo aporte inercial y, por ende, con mayores riesgos de inestabilidad de frecuencia y/o activación de EDACs. Esta información facilita la priorización y localización de medidas destinadas a fortalecer la robustez de frecuencia del sistema, tales como la incorporación de fuentes de inercia (sintética o sincrónica) y/o la provisión de servicios de respuesta rápida de frecuencia (FFR) por parte de las IBR, entre otras.
215	Tamakaya Energía SpA	3-7	El literal c) señala que: *"La cantidad de áreas coherentes deberá determinarse en función del error de agrupamiento."* Al respecto dos comentarios: 1- El error de agrupamiento debe determinarse para áreas coherentes de Tensión y de frecuencia por separado, y 2- Debe existir un criterio para determinar cuando dejar de aumentar las áreas, ya que si bien al principio incorporar un área disminuye de manera importante el error, llega un punto en que incorporar áreas disminuye de manera acotada el error, **pero siempre disminuye.**	La cantidad de áreas coherentes deberá determinarse de manera independiente para el AtC y AfC y en función del error de agrupamiento. El error de agrupamiento se evaluará mediante **[Detallar el método para cuantificar el error]** y el umbral de error será **[Insertar valor umbral]**.	Se acoge parcialmente	Se precisa redacción del artículo, aclarando la forma de definir las áreas y al proceso de agrupamiento. Asimismo, se indica que puede haber áreas diferentes para los análisis de tensión y frecuencia.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
216	Tamakaya Energía SpA	3-9	En el inciso ii) de este artículo, se define el indicador de robustez de frecuencia como: *"Indicador de Robustez de Frecuencia: frecuencia mínima calculada para cada contingencia de las AfC conforme a lo establecido en el Artículo 5-76 de la NTSyCS."* Entre los indicadores de robustez de frecuencia se debe considerar el RoCoF de cada AfC debido a que es una variable que puede activar EDAC.	Indicador de Robustez de Frecuencia: frecuencia mínima y RoCoF calculada para cada contingencia de las AfC conforme a lo establecido en el Artículo 5-76 de la NTSyCS	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 912.
217	Tamakaya Energía SpA	3-10	Se señala que: *"Para la selección de alternativas de indicadas en la letra b), el Coordinador deberá adoptar un enfoque de neutralidad tecnológica, considerando todas las opciones y tecnologías disponibles en el mercado que, al momento de la ejecución del Estudio, puedan contribuir a la Fortaleza o Robustez de Frecuencia del SI"* Entendemos que la neutralidad tecnológica debe incluir a las unidades existentes que pueden entregar Robustez producto de su operación. Este es el caso de centrales sincrónicas (hidráulicas, Térmicas, etc). Por lo anterior, sí debieran poder identificarse estas alternativas. Si finalmente resulta más económico para el sistema el despacho forzado de unidades, no vemos por qué debería invertirse en nuevo equipamiento.	Para la selección de alternativas de indicadas en la letra b), el Coordinador deberá adoptar un enfoque de neutralidad tecnológica, considerando todas las opciones y tecnologías disponibles en el mercado que, al momento de la ejecución del Estudio, puedan contribuir a la Fortaleza o Robustez de Frecuencia del SI, considerando también el despacho forzado de unidades. ". Consistentemente se debe agregar una letra c) que señale "Alternativas de despacho forzado de centrales sincrónicas	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
218	Tamakaya Energía SpA	3-11	En este artículo se señala que: *"(...) Para cada contingencia, se deberá verificar el cumplimiento de los siguientes criterios normativos:* *I.Que se cumpla lo dispuesto en el Artículo 5-31 de la NTSyCS.* *II.Que, una vez finalizado el período transitorio de la falla, las tensiones del SI se encuentren dentro de los estándares definidos para el Estado de Alerta, conforme a lo dispuesto en el Artículo 5-23 de la NTSyCS.* *III.Que el IDD cumpla con lo indicado en el Artículo 5-73 de la NTSyCS."* Al respecto, se tienen las siguientes observaciones: 1) ¿Por qué no se considera el Artículo 5-34 de la NTSyCS entre los criterios normativos? 2) ¿El inciso III realmente confirma el cumplimiento normativo del Artículo 5-34 de la NTyCS?	(...) Para cada contingencia, se deberá verificar el cumplimiento de los siguientes criterios normativos: I.Que se cumpla lo dispuesto en el Artículo 5-31 de la NTSyCS. II.Que, una vez finalizado el período transitorio de la falla, las tensiones del SI se encuentren dentro de los estándares definidos para el Estado de Alerta, conforme a lo dispuesto en el Artículo 5-23 de la NTSyCS. **III.Que se cumpla lo dispuesto en el Artículo 5-34 de la NTSyCS.**	Se acoge parcialmente	Se precisa redacción del artículo observado, incluyendo mención explícita al Artículo 5-34 de la NTSyCS.
219	Tamakaya Energía SpA	3-11	Se señala en el párrafo 5 lo siguiente: *"Si para una de las contingencias asociadas a una AtC, no se cumple alguna de los criterios normativos indicados en los numerales I., II. o III., el Coordinador deberá seleccionar una o más medidas entre aquellas contenidas en el conjunto definido en el Artículo 3-10 del presente Anexo, que permitan aumentar la Fortaleza de dicha AtC, es decir, el área en la que se haya verificado el incumplimiento normativo.* ***Para estos efectos, la selección de medidas deberá realizarse siguiendo el orden de priorización establecido en el Artículo 3-12 del presente Anexo."*** (El subrayado es nuestro) Dado que se debe mantener la neutralidad tecnológica y lo que se busca es que el costo sea el mínimo, no se justifica priorizar las	Modificar el párrafo señalando que "Para estos efectos, se deberán identificar todas las medidas alternativas identificadas en el Artículo 3-12 del presente Anexo."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			medidas establecidas en 3-12. Si el despacho forzado es más económico que instalar nueva infraestructura no vemos por que debiera realizarse la nueva infraestructura. Por lo demás, el análisis económico debiera realizarse en otra instancia, esto es, en el Estudio de SSCC, ya que una unidad despachada forzadamente pueda además prestar otros servicios complementarios, los cuales en este estudio sólo se visualizarán una parte de ellos.			
220	Tamakaya Energía SpA	3-12	En este artículo se definen tres grupos para las posibles medidas para aumentar la fortaleza de SI, los cuales se acompañan con el siguiente texto: *"La selección de medidas indicada en el Artículo 3-11 del presente Anexo, deberá efectuarse priorizando aquellas que presenten una mejor relación costo-beneficio, siguiendo el orden de priorización que se detalla a continuación: (...)"* Al respecto, se tienen las siguientes observaciones: 1) ¿Cómo se piensa obtener la "mejor relación costo beneficio"? 2) ¿La comparación entre el Grupo 2t y el Grupo 3f se realizará con algún horizonte de evaluación? ¿Cómo se decide si invertir es mas conveniente que mantener las restricciones operacionales? Dado que se debe mantener la neutralidad tecnológica y lo que se busca es que el costo	Deben identificarse las medidas para posteriormente ser evaluadas en el Estudio de SSCC.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			sea el mínimo, no se justifica priorizar las medidas establecidas en 3-12. Si el despacho forzado es más económico que instalar nueva infraestructura no vemos por que debiera realizarse la nueva infraestructura. Por lo demás, el análisis económico debiera realizarse en otra instancia, esto es, en el Estudio de SSCC, ya que una unidad despachada forzadamente pueda además prestar otros servicios complementarios, los cuales en este estudio sólo se visualizarán una parte de ellos.			
221	Tamakaya Energía SpA	3-13	En este artículo se señala que: *"Para cada contingencia simulada, se deberá verificar el cumplimiento de los criterios normativos I. y II. definidos en el Artículo 3-11 del presente Anexo, así como el cumplimiento del siguiente criterio adicional:* *I.Que la frecuencia mínima de sistema cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS."* Al respecto, se observa: 1) Se debe agregar a este criterio adicional cumplir con el RoCoF según lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. 2) Se debe corregir a que el cumplimiento se debe cumplir en cada AfC.	Para cada contingencia simulada, se deberá verificar el cumplimiento de los criterios normativos I. y II. definidos en el Artículo 3-11 del presente Anexo, así como el cumplimiento del siguiente criterio adicional: I.Que la **frecuencia mínima y el RoCoF de cada AfC** cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS	Se acoge parcialmente	Se precisa redacción al tenor de la observación

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
222	Tamakaya Energía SpA	3-13	En este artículo se señala que: "En cuanto a las medidas para aumentar la Robustez de Frecuencia, estas deberán seguir el mismo principio de priorización establecido en el Artículo 3-12 del presente Anexo, salvo que, en este caso, las medidas a considerar incluyan:" Dado que se debe mantener la neutralidad tecnológica y lo que se busca es que el costo sea el mínimo, no se justifica priorizar las medidas establecidas en 3-12. Si el despacho forzado es más económico que instalar nueva infraestructura no vemos por que debiera realizarse la nueva infraestructura. Por lo demás, el análisis económico debiera realizarse en otra instancia, esto es, en el Estudio de SSCC, ya que una unidad despachada forzadamente pueda además prestar otros servicios complementarios, los cuales en este estudio sólo se visualizarán una parte de ellos.	Deben identificarse las medidas para posteriormente ser evaluadas en el Estudio de SSCC.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
223	Tamakaya Energía SpA	3-13	En este artículo se señala respecto del despacho forzado que: *"(...) En todos los casos, el Coordinador deberá justificar técnica y fundadamente la necesidad de dichas restricciones, y documentar la decisión en el Estudio. (...)"* Las alternativas de solución no deben ser discriminatorias. Solo debieran identificarse las posibles soluciones y luego ser evaluadas económicamente	Se debe eliminar este párrafo.	Se acoge parcialmente	Se precisa la redacción de este artículo, aclarando el alcance y aplicación de restricciones operacionales para fines del Estudio.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
224	Tamakaya Energía SpA	4-1	La letra f señala que: *"Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda."* Nuevamente, este estudio debe plantear todas las posibles soluciones para mejorar la Robustez del sistema, pero sin discriminar el tipo de solución. Estas no deben evaluarse económicamente en este estudio, ya que para realizar la evaluación económica debe tenerse una visión sistémica. Las soluciones no pueden evaluarse a 3 años como plantea el estudio, ni discriminar entre soluciones. Además una solución puede prestar otros aportes sistémicos que este estudio no ve, por lo que el resultado debe ser solo entregar posibles soluciones y su análisis técnico, para que sean evaluadas en otro estudio que se haga cargo de una visión sistémica, como podría ser el Estudio de SSCC"	Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda, **para ser evaluadas y recomendadas en el Estudio de SSCC**"	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
225	Tamakaya Energía SpA	5-1	Se propone califiquen las Áreas de Tensión Coherente (AtC) y las Áreas de Fortaleza Coherente (AfC) desde la publicación de la NT en el Diario Oficial Esta incorporación es necesaria debido a que el proceso de aprobación de la presente modificación normativa puede extenderse significativamente, considerando las etapas de consulta pública, la publicación en el Diario Oficial de la resolución que apruebe el Anexo, y la posterior elaboración y publicación del primer Estudio (lo que podría demorar hasta seis meses desde dicha publicación). Además,	Se propone reemplazar el texto "El Primer estudio deberá considerar, como mínimo, las siguientes áreas coherentes" por " Mientras no se publique el primer Estudio de Robustez, a contar de la publicación de la presente NT en el diario oficial, las áreas coherente y su calificación serán las siguientes: (...)" Desde Maitencillo al Norte deben ser consideradas como Red Débil.	No se acoge	Se estima necesaria la realización de una primera versión del estudio para poder dar una calificación adecuada y representativa de su comportamiento dinámico a las respectivas zonas propuestas en el presente Artículo.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			dado que el estudio puede ser discrepado en el Panel de expertos, plazo que puede tomar cerca de 3 meses, se tiene que el resultado del primer estudio estaría recién en un año más, lo que se considera excesivo. De esta forma, se entrega una señal temprana y clara a los inversionistas definiendo y calificando las áreas.			
289	Engie Energía Chile S.A.	1-4	Se indica: “Para efectos de este Estudio, la Robustez se medirá en base al desempeño dinámico del SI durante contingencias, utilizando los indicadores de desempeño definidos en el Artículo 3-9 del presente Anexo.” Es relevante señalar que, en genera, la robustez del sistema es un aspecto multifactorial, que se evalúa considerando diversos aspectos y no puede ser sintetizada sólo en un índice.	Se sugiere eliminar el párrafo: “Para efectos de este Estudio, la Robustez se medirá en base al desempeño dinámico del SI durante contingencias, utilizando los indicadores de desempeño definidos en el Artículo 3-9 del presente Anexo;” y dejar solamente: “El objetivo del Estudio es identificar los requerimientos mínimos de Robustez de Frecuencia y Tensión con los que debe contar el SI para garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad establecidos en la NTSyCS.” De esa forma se permite a los grupos de interés considerar de manera más apropiada, y ajustada al contexto, múltiples factores que pueden contribuir a ser concluyentes respecto del estado de la robustez del sistema.	No se acoge	Debido a que la robustez de un sistema se ve afectada por diversos factores, no puede ser evaluada sólo en un índice, razón por la cual el Articulo 1-4 del Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez indica que la robustez se mide en base al desempeño dinámico del sistema.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
290	Engie Energía Chile S.A.	1-5	Se indica: “A efectos de verificar el cumplimiento de los estándares de Robustez definidos en la NTSyCS, el Estudio deberá considerar un conjunto de medidas orientadas a robustecer el SI. Dicho conjunto podrá incluir cuatro tipos de medidas, clasificadas de la siguiente forma: a) Servicios Complementarios con recursos existentes: Servicios complementarios prestados en base a recursos e infraestructura existentes en el SI. b) Ajuste de parámetros de control en IBR. c) Servicios Complementarios con nuevos recursos: Servicios complementarios basados en nuevos recursos e infraestructura que podrían ser incorporados al SI. d) Restricciones operacionales, si corresponde.“	Se sugiere agregar una quinta medida: e) Ajuste a parámetros de control de sistemas SVC y FACTs.	No se acoge	En la nueva versión del Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez del SEN, se ajustan las medidas del tipo "ajuste de parámetros" debido a que, en el sentido estricto, el propósito de dichas medidas no es robustecer el sistema, sino reducir los riesgos de inestabilidad local en las IBR. Sin perjuicio de lo anterior, se incorporan las medidas relativas al ajuste de los modos de operación de GFL a GFM y la priorización de corriente activa o reactiva, según corresponda.
291	Engie Energía Chile S.A.	3-1	El estudio debe considerar un horizonte temporal mínimo de cinco años para identificar de manera adecuada los requerimientos de robustez del sistema eléctrico. Este plazo permite incorporar la entrada en operación de instalaciones que contribuyen a dicha robustez, como los condensadores sincrónicos adjudicados mediante procesos de licitación de SSCC. Dichos procesos, liderados por el Coordinador Eléctrico Nacional, abarcan desde la elaboración de las bases hasta la puesta en servicio de las instalaciones, con una duración estimada superior a tres años. Adicionalmente, un horizonte de cinco años permite alinear el análisis del estudio con el período cubierto por el Plan de Expansión de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía, asegurando coherencia con los instrumentos de planificación energética vigentes.	"El estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, cinco años, incluyendo el estado actual del sistema (año T_0)...".	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Horizonte de evaluación del estudio".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
292	Engie Energía Chile S.A.	3-5	Se indica: “La cantidad de Modos de Operación Representativos deberá definirse en función del error de agrupamiento.” Dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.	Se sugiere eliminar el párrafo: “La cantidad de Modos de Operación Representativos deberá definirse en función del error de agrupamiento.”	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".
293	Engie Energía Chile S.A.	3-6	Se definen dos indicadores de robustez: 1. Sensibilidad de la tensión con respecto a variaciones en los flujos de potencia reactiva por barra 2. Inercia sincrónica equivalente por barra Dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.	“A efecto de identificar las áreas coherentes el Coordinador deberá utilizar al menos los siguientes indicadores:” Adicionalmente, al final del artículo se sugiere agregar: “Tanto el Coordinador como los Coordinados, estos últimos mediante sus observaciones, podrán proponer otros indicadores de robustez alineados con los objetivos del Estudio. “	No se acoge	Se modifica la redacción del Artículo 1-4 donde se establecen los objetivos del Estudio. Sin embargo, no se elimina el Artículo 3-2 (con la metodología del Estudio) ya que el propósito del presente Anexo es precisamente establecer una metodología clara y replicable para la realización del Estudio, evitando interpretaciones diferentes sobre la realización del mismo. En este sentido, no se busca otorgar flexibilidad regulatoria en el Estudio de Análisis de Robustez.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
294	Engie Energía Chile S.A.	3-8	Se indica: "Adicionalmente, el Coordinador podrá incorporar, justificadamente, otras Contingencias Simples en una o más áreas coherentes, en función de analizar la Robustez de dichas áreas". Para analizar la robustez del sistema es posible que sea necesario analizar otro tipo de contingencias, en el contexto de las contingencias y sus severidades definidas en la NTSyCS.	"Adicionalmente, el Coordinador podrá incorporar, justificadamente, otras Contingencias en función de analizar la Robustez del Sistema Interconectado Nacional."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 621.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
295	Engie Energía Chile S.A.	3-9	Respecto de indicadores de desempeño dinámico, se indica: “El análisis técnico de la Robustez deberá basarse en indicadores de desempeño dinámico que permitan evaluar la respuesta del SI proyectado frente al conjunto de contingencias definidas según el Artículo 3-8 del presente Anexo. Dichos indicadores deberán ser aplicados en cada una de las fases de análisis descritas en el Artículo 3-11 y Artículo 3-13 del presente Anexo, según corresponda. Los indicadores de desempeño serán, al menos, los siguientes: i. Indicador de Fortaleza: índice de desempeño dinámico, calculado para cada contingencia de las AtC conforme a lo establecido en el Artículo 5-75 de la NTSyCS. ii. Indicador de Robustez de Frecuencia: frecuencia mínima calculada para cada contingencia de las AfC conforme a lo establecido en el Artículo 5-76 de la NTSyCS.”	“El análisis técnico de la Robustez deberá basarse en indicadores de desempeño que permitan evaluar la respuesta del SI proyectado frente al conjunto de contingencias definidas según el Artículo 3-8 del presente Anexo. Para evaluar el desempeño del sistema, se debe considerar al menos lo siguiente: a.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] deberá ser igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms]. En ningún caso la frecuencia podrá descender de 47,5 [Hz]. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema debe ser mayor a 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia. c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] deberá estar dentro del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34".	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
296	Engie Energía Chile S.A.	3-10	La revisión de alternativas para mantener Robustez del Sistema debe contar no sólo con análisis técnico. También debe contar con un análisis económico que permita justificar la eficiencia de la selección de una alternativa en particular para mantener o mejorar la robustez sistémica.	Robustez del Sistema Interconectado Nacional.”	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
297	Engie Energía Chile S.A.	3-12	Respecto al artículo sobre selección de medidas para aumentar la fortaleza del SI, se sugiere dejar el método abierto de manera que se pueda contar con flexibilidad regulatoria. El método que se utilice en el estudio debe ser consistente con los objetivos definidos para el estudio.	"La selección de medidas indicada en el Artículo 3-11 del presente Anexo, deberá efectuarse priorizando aquellas que presenten una mejor relación costo-beneficio, considerando apropiadamente los plazos de implementación. El Coordinador podrá considerar la aplicación de restricciones operacionales en el AtC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. Dentro de las restricciones operacionales que podrán considerarse en estos casos se incluyen: la exigencia de una cantidad mínima de unidades sincrónicas en operación o restricciones de generación a Centrales IBR. La aplicación de dichas restricciones se deberá realizar exclusivamente en el AtC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. En todos los casos, el Coordinador deberá justificar técnica y fundadamente la necesidad de dichas restricciones, y documentar la decisión en el Estudio. Las medidas analizadas por el Coordinador y que contribuyen a la Fortaleza podrán ser implementadas, de acuerdo con la normativa vigente que corresponda."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
298	Engie Energía Chile S.A.	3-13	El artículo desarrolla los requerimientos del análisis de robustez de frecuencia. Se solicita incluir en la descripción del análisis de robustez la componente de eficiencia económica en la selección de medidas para proveer la robustez de frecuencia.	"El análisis de Robustez de Frecuencia se desarrolla de manera análoga al análisis de Fortaleza del Artículo 3-11 del presente Anexo. El Coordinador podrá considerar la aplicación de restricciones operacionales en el AfC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. Dentro de las restricciones que podrán considerarse en estos casos se incluyen: La exigencia de una cantidad mínima de unidades sincrónicas en operación o la exigencia de una cantidad mínima de inercia sincrónica, entre otras. La aplicación de dichas restricciones se deberá realizar exclusivamente en el AfC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. En todos los casos, el Coordinador deberá justificar técnica y económicamente la necesidad de dichas restricciones, y documentar la decisión en el Estudio. Las medidas analizadas por el Coordinador y que contribuyen a la Robustez de Frecuencia podrán ser implementadas, de acuerdo con la normativa vigente que corresponda."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
299	Engie Energía Chile S.A.	3-14	El artíulo definen los requerimientos asociados a la clasificación de una red débil. Se solicita explicitar las condiciones técnicas que caracterízan una Red Débil, en forma análoga a la definición propuesta en la NTSyCS.	"Se entenderá que una AtC se clasifica como un Red Débil cuando se observe alguna de las siguientes condiciones: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5- 34." c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia".	Se acoge parcialmente	El enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez y la clasificación de red débil se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. Por esta razón, el enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. No obstante lo anterior, se incluye la posibilidad de que el Coordinador incluya indicadores de desempeño adicionales cuando estos resulten pertinentes para la evaluación del desempeño dinámico del sistema.
300	Engie Energía Chile S.A.	4-1	Resultado del Estudio, el literal f indica: "Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica."	"Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica y económica".	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
369	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	General	Se sugiere que el anáslis del estudio de robustez sea coherente con la siguiente definición de red débil: "Se entenderá que un área del sistema se clasifica como un Red Débil cuando se observe alguna de las siguientes condiciones: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34.” c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia."		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
393	Atlas Renewable Energy SpA	3-1	El horizonte de evaluación de 3 años es insuficiente considerando que las inversiones en infraestructura de robustez tienen vida útil superior a 20 años y la transición energética con alta penetración IBR requiere análisis de más largo plazo. Un horizonte corto puede llevar a decisiones subóptimas que no consideren la evolución esperada del sistema.	Artículo 3-1 Consideraciones y horizonte de evaluación del Estudio El Estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, **cinco** ~~tres~~ años, incluyendo el estado actual del sistema (año T0), así como su proyección para los años T1, T2, ~~y~~ T3**, T4 y T5. Adicionalmente, se deberá realizar un análisis de sensibilidad para el año T10**. La proyección deberá considerar, al menos, lo siguiente: [letras a) hasta d) sin cambios] **e) Escenarios de penetración de IBR consistentes con las metas de descarbonización nacional.**	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Horizonte de evaluación del estudio".
394	Atlas Renewable Energy SpA	3-5	El artículo menciona "métodos de agrupamiento" y "error de agrupamiento" sin especificar algoritmos aceptables, métricas de error máximo permitido, ni número mínimo/máximo de grupos. Diferentes metodologías pueden producir resultados significativamente distintos, afectando la consistencia y reproducibilidad del estudio.	Artículo 3-5 Modos de Operación Representativos Para cada año del horizonte de evaluación, el Coordinador deberá identificar, sobre la base de la operación esperada, un conjunto acotado de configuraciones de despacho que represente adecuadamente la operación del SI a lo largo de un año calendario. Los Modos de Operación Representativos deberán ser identificados mediante la aplicación ~~de algún método~~ **del método de agrupamiento k-means o clustering jerárquico** sobre la base de datos de la operación esperada horaria anual. El agrupamiento deberá considerar como variable de entrada el estado de encendido o apagado de las unidades generadoras, e incorporar la matriz de conectividad del SEN de modo de mantener la coherencia eléctrica de las configuraciones identificadas. La cantidad de Modos de Operación Representativos deberá definirse en función	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				del error de agrupamiento, **el cual no deberá superar el [X]% medido como la suma de cuadrados intra-cluster normalizada. El número mínimo de modos será [Y] ([Z] por mes) y el máximo [W].**		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
395	Atlas Renewable Energy SpA	3-6	El artículo define indicadores de robustez (ΔU/ΔQ e inercia sincrónica equivalente) pero no establece valores umbrales mínimos o rangos aceptables para determinar cuándo un área es robusta o débil. Sin valores de referencia cuantitativos, la clasificación de áreas como "Red Débil" o "Red Fuerte" queda sujeta a interpretación discrecional del evaluador, lo que puede generar inconsistencias en la aplicación de la norma.	Artículo 3-6 Indicadores de Robustez A efecto de identificar las áreas coherentes el Coordinador deberá utilizar los siguientes indicadores: a) Sensibilidad de la tensión con respecto a variaciones en los flujos de potencia reactiva por barra (ΔU/ΔQ): este indicador mide el cambio del módulo de la tensión ante una variación en la potencia reactiva en la misma barra. Se utiliza para definir Áreas de Tensión Coherentes. **Se considerará que una barra presenta características de red débil cuando ΔU/ΔQ > [X] pu/pu.** b) Inercia sincrónica equivalente por barra: este indicador representa la inercia equivalente "vista" desde cada barra del SI. Se utiliza para definir Áreas de Frecuencia Coherentes, mediante la siguiente expresión: [fórmula existente] **Se considerará que un área presenta baja inercia cuando Hi < [Y] MW·s/MVA.** Donde, Dig corresponde a la distancia eléctrica en por unidad entre la barra i y el generador g, Hg corresponde a la inercia sincrónica en segundos del generador g y N la cantidad de generadores sincrónicos en operación. Cabe señalar que, el Coordinador podrá considerar como aporte a la inercia del SI, aquella inercia sintética o emulada proveniente de IBR, ~~y que sea capaz de sustituir parte de la respuesta de los generadores sincrónicos~~ **aplicando un factor de equivalencia de [Z] respecto a la inercia sincrónica, siempre que sea capaz de sustituir parte de la respuesta de los generadores**	Se acoge parcialmente	A nivel general, los indicadores definidos en el Artículo 3-6 se utilizan únicamente para definir áreas del sistema que comparten características eléctricas y recursos de control similares en términos de robustez de frecuencia y de tensión, y no para determinar si un área es débil o no, motivo por el cual no se establecen valores umbrales. En atención a la observación, se modifica el nombre original del Artículo 3-6 dado que podía generar confusión, quedando como: "Indicadores para identificación de áreas".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				sincrónicos y haya sido certificada mediante pruebas en terreno.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
396	Atlas Renewable Energy SpA	3-10	El artículo menciona "neutralidad tecnológica" pero no establece criterios ni métricas normalizadas para comparar tecnologías dispares (sincrónicas vs IBR vs BESS). Sin métricas comunes, la comparación objetiva entre tecnologías es imposible y el principio de neutralidad tecnológica queda sin efecto práctico.	El conjunto final de medidas a considerar en el Estudio deberá clasificarse según: i. Tipo de aporte a la Robustez que realizan (frecuencia, tensión o ambas); ii. Año a partir del cual la medida puede ser aplicada; y, iii. Área del SI en la que la medida impacta: AtC, en el caso de medidas dirigidas a mejorar la Fortaleza; y AfC, en el caso de medidas orientadas a mejorar la Robustez de Frecuencia. En aquellos casos en que una medida contribuya simultáneamente a la Robustez de Frecuencia y de tensión, se deberá identificar explícitamente tanto el AtC como el AfC en las cuales dicha medida tiene efecto. **iv. Tiempo de respuesta: milisegundos para alcanzar el 90% de la respuesta** **v. Disponibilidad: horas equivalentes anuales de servicio** **vi. Costo nivelado: USD/MW-año de capacidad disponible**	No se acoge	El objetivo general del Estudio es analizar la Robustez del SI, en el corto y mediano plazo, en función de su desempeño dinámico durante contingencias. En este contexto, es importante señalar que la mayor parte del conjunto de potenciales medidas que se deriven del Estudio no tienen carácter vinculante y no darán lugar, por sí mismas, a procesos de licitación de nueva infraestructura ni a la incorporación de restricciones operacionales a centrales IBR. Los resultados del Estudio de Análisis de Robustez, incluyendo las posibles medidas para robustecer el SI, podrán constituir un insumo técnico para efectos de la planificación del SI, incluyendo el Estudio de Servicios Complementarios, el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión, entre otros. En cuanto a la "neutralidad tecnológica" mencionada en el Artículo 3-10, ésta se refiere a no excluir del análisis ninguna tecnología disponible en el mercado que, desde una perspectiva estrictamente técnica, pueda contribuir a robustecer el SI. En este contexto, es importante destacar que el propósito del Estudio no es realizar una comparación detallada de las distintas alternativas en términos técnico-económicos, sino disponer de una visión general de las medidas que, potencialmente, podrían aportar al fortalecimiento del sistema. Con el fin de precisar estos puntos, se modifica la redacción del Artículo 1-4 donde se presentan los objetivos del Estudio.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
397	Atlas Renewable Energy SpA	3-12	El artículo indica priorizar por "mejor relación costo-beneficio" sin definir metodología de valorización, tasa de descuento, ni período de evaluación. La selección de medidas queda sujeta a criterio discrecional del evaluador. Además, las restricciones operacionales "excepcionales" no tienen límite temporal, pudiendo volverse permanentes.	Artículo 3-12 Selección de medidas para aumentar la fortaleza del SI La selección de medidas indicada en el Artículo 3-11 del presente Anexo, deberá efectuarse priorizando aquellas que presenten una mejor relación costo-beneficio, **evaluada mediante el Valor Actual Neto (VAN) de los costos de implementación versus los beneficios en reducción de energía no suministrada esperada, utilizando una tasa de descuento del [X]% anual y un período de evaluación de [Y] años**, siguiendo el orden de priorización que se detalla a continuación: [grupos a) y b) sin cambios] c) Grupo 3f – Restricciones operacionales: De manera excepcional, y sólo en aquellos casos en que se cumpla que: [condiciones a. y b. sin cambios] El Coordinador podrá considerar la aplicación de restricciones operacionales en el AtC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo, **por un período máximo de 12 meses, debiendo presentar un plan de solución definitiva dentro de los primeros 6 meses de aplicación.** Dentro de las restricciones operacionales que podrán considerarse en estos casos se incluyen: la exigencia de una cantidad mínima de unidades sincrónicas en operación o restricciones de generación a Centrales IBR **sin afectar la libre competencia**. La aplicación de dichas restricciones se deberá realizar exclusivamente en el AtC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. En todos los casos, el Coordinador deberá justificar técnica y fundadamente la necesidad de dichas restricciones, y documentar la	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				decisión en el Estudio. Las medidas analizadas por el Coordinador y que contribuyen a la Fortaleza podrán ser implementadas, de acuerdo con la normativa vigente que corresponda.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
398	Atlas Renewable Energy SpA	3-13	El análisis de Robustez de Frecuencia no diferencia entre IBR grid-following y grid-forming, tratándolos como equivalentes cuando su contribución real a la estabilidad de frecuencia es significativamente distinta. Esta simplificación puede llevar a sobreestimar la robustez del sistema y comprometer la seguridad operacional.	[Agregar después del primer párrafo del Artículo 3-13:] **Para el análisis de Robustez de Frecuencia, el Coordinador deberá diferenciar explícitamente entre:** **- IBR con capacidad grid-following: factor de contribución [X] a la estabilidad de frecuencia** **- IBR con capacidad grid-forming: factor de contribución [Y] a la estabilidad de frecuencia** **- Unidades sincrónicas: factor de contribución [Z] a la estabilidad de frecuencia** **Solo se considerarán IBR grid-forming aquellas que cumplan con los requisitos establecidos en el Anexo Técnico de IBR y hayan sido certificadas mediante pruebas en terreno.**	No se acoge	En nueva versión del Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional aclara que el cambio de modo de operación entre IBR GFL a IBR GFM corresponde a una de las medidas para aportar a Robustez de frecuencia. Por lo anterior la metodología del Estudio ya estaría diferenciando la contribución entre ambos tipos de IBR.
399	Atlas Renewable Energy SpA	General	No existe vinculación explícita entre los resultados del Estudio y el proceso de planificación de la transmisión. Las medidas identificadas en los Grupos 2t y 2f pueden requerir nueva infraestructura de transmisión, pero sin un mecanismo formal de coordinación, estas medidas pueden no materializarse, comprometiendo la robustez futura del sistema. Bajo esta premisa se propone un nuevo Artículo 3-15	Artículo 3-15 Coordinación con el proceso de planificación de la transmisión Las medidas identificadas en el Grupo 2t y Grupo 2f que requieran nueva infraestructura de transmisión o modificaciones relevantes al sistema existente, deberán ser incorporadas obligatoriamente como antecedentes en el siguiente proceso de planificación de la transmisión. El Coordinador deberá presentar a la CNE, dentro de los 30 días siguientes a la publicación del Estudio, un informe específico identificando las obras de transmisión necesarias para implementar las medidas de robustez, incluyendo su valorización referencial y plazo de ejecución estimado.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
400	Atlas Renewable Energy SpA	4-1	Los resultados mínimos del Estudio no incluyen validación del modelo dinámico contra eventos reales, análisis de sensibilidad, identificación de puntos críticos de transición, ni plan de implementación con responsables. Sin estos elementos, la confiabilidad y aplicabilidad práctica del Estudio quedan comprometidas.	Agregar al final del artículo: h**) Validación del modelo dinámico mediante comparación con al menos 3 eventos reales registrados en el SI durante el último año, mostrando desviación menor al 10% en las variables principales.** **i) Análisis de sensibilidad considerando variaciones de ±20% en la penetración IBR proyectada.** **j) Identificación de puntos críticos de transición donde el sistema cambia de comportamiento estable a inestable.** **k) Plan de implementación con hitos y responsables para cada medida identificada.** **l) Mecanismo de monitoreo y seguimiento de las medidas implementadas.**	No se acoge	La validación de los modelos dinámicos utilizados en los distintos estudios exigidos por la Norma Técnica constituye, sin duda, un aspecto relevante. Sin embargo, esto está fuera del alcance del Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional, cuyo objetivo es establecer la metodología para la evaluación de la Robustez del sistema, y no los procedimientos de validación de modelos. En cuanto al plan de implementación, es importante destacar que el conjunto de potenciales medidas que se deriven del Estudio para fortalecer el SI no tienen carácter vinculante y no darán lugar, por sí solas, a procesos de licitación de nueva infraestructura ni a la incorporación de restricciones operacionales a centrales IBR. Los resultados del Estudio de Análisis de Robustez, incluyendo las posibles medidas para robustecer el SI, constituirían un insumo técnico para efectos de la planificación del SI, incluyendo el Estudio de Servicios Complementarios, el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión, entre otros. En este contexto, incluir un plan de implementación con hitos y responsables para cada medida identificada está fuera del alcance del Estudio. De igual manera, dado que las medidas que se deriven del Estudio no son vinculantes, tampoco corresponde incluir mecanismos de monitoreo o seguimiento de su implementación. Con el fin de precisar estos puntos, se modifica la redacción del Artículo 1-4 donde se presentan los objetivos del Estudio.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
404	Pacific Hydro Chile S.A.	1-5	El artículo 1-5 no da cuenta de una prelación en la aplicación de las cuatro medidas presentadas. Esto no permite asegurar que el Coordinador las aplique de forma óptima y sólo resuelva, de forma arbitraria y no auditable, a utilizar resrtricciones de tipo operacional (esto en el entendimiento que no puede forzar a unidades e infraestructura existente a verificarse para la prestación de SSCC dado que el resultado de la verificación puede ser negativo, quedándose sin recursos). En ese sentido se propone una prelación delas medidas.	Incluir al final del artículo 1-5 el siguiente inciso "El estudio deberá aplicar las medidas en el orden indicado en el presente artículo, vale decir, primero buscará robustercer la operación del SI mediante Servicios Complementarios con recursos existentes verificados. De haber utilizado todos los recursos del literal a) y no poder cumplir con la presente Normativa Técnica, se procederá utilizar los recusos del literal b), así sucesivamente. Sólo en casos extraordinariso se podrán utilizar Restrcciones Operacionales (literal d) forzando el despacho económico. Habida cuenta del uso de los recursos del literal d), el Coordinador deberá justifica en el Estudio la resolución de la necesidad de robustez del SI mediante recursos del literal c), anteriormente mencionados, de forma de garantizar en plazo y forma el cumplimiento de la Normativa Técnica".	Se acoge parcialmente	En el contexto de la realización del Estudio de Análisis de Robustez del SEN, se especifica en el articulado del respectivo Anexo Técnico la prelación para las medidas presentadas.
405	Pacific Hydro Chile S.A.	1-5	El presente anexo técnico no aborda la capacidad de gestionar la robustez del sistema mediante el uso de recursos energéticos distribuidos detrás de medidor. En ese sentido se debe armonizar la regulación para que el CEN tenga acceso a todos los recursos del sistema una vez identificada la degradación de la seguridad.	Incorporar inciso tecero indicando "El Coordinador deberá también considerar los recursos energéticos distribuidos conectados detrás de los medidores como parte de sus Estudios, y podrá utilizarlos como fuentes para gestionar la robustez del sistema".	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
406	Pacific Hydro Chile S.A.	3-5	El artículo 3-5 no aborda la función de error de forma de poder auditar el resultado de los "modos de operación del SI". No explicitar esto evita poder auditar las restricciones futuras de operación de la AfC y AtC pudiendo generar despachos suboptimos.	Incorporar un cuarto inciso indicando "La función objetivo de error deberá ser pública y auditable de forma que la cantidad de Modos de Operación Representativos esté en línea con la eficiencia económica del despacho del SI".	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
407	Pacific Hydro Chile S.A.	3-7	El artículo no determina la frecuencia de determinación de las áreas coherentes. Se incorpora frecuencia.	Incorporar en el inciso primero, entre "determinadas" y "por el Coordinador", la palabra "anualmente".	Se acoge parcialmente	Se aclara la redacción del artículo respecto los periodos de validez de estas áreas.
408	Pacific Hydro Chile S.A.	3-10	El artículo 3-10 no aborda la temporalidad y oportunidad del problema, en especial en su literal b) (infraestructura), en ese sentido se agrega el concepto de oportuni y que el Coordinador deberá incorporar en sus recomendaciones de expansión de la transmsion o de infraestructura requerida vía licitaciones, la infraestructura requerida.	Incorporar en el inciso segundo, después de "Frecuencia del SI", la frase "de forma oportuna."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
409	Pacific Hydro Chile S.A.	3-10	El estudio debe redundar en acciones de corto plazo de licitación de obras.	Incorporar un cuarto romano indicando "iv. Año a partir del cual la medida debe ser licitada".	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
410	Pacific Hydro Chile S.A.	3-12	Repite la potestad de aplicar restricciones operacionales, pero la segunda no da cuenta de la existencia de una prelación en la ejecución de medidas. Eliminar la segunda.	Eliminar el inciso siguiente "El Coordinador podrá considerar la aplicación de restricciones operacionales en el AtC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. ".	Se acoge parcialmente	Se precisa la redacción en cuanto a las medidas que identifique el Estudio, aclarando el alcance y uso de restricciones operacionales.
411	Pacific Hydro Chile S.A.	3-12	El Estudio a realizar por el Coordinador no está obligado a presentar opciones para la eliminación de los despachos forzados, esto parece una política pública pobre dado que no busca abordar la problemática y proponer soluciones. Se propone incorporar un análisis económic de un mínimo de 2 propuestas para cada restricción operativa.	incorporar en el inciso cuarto, y después de "En todos los casos, el Coordinador deberá justificar técnica y fundadamente la necesidad de dichas restricciones, y documentar la decisión en el Estudio. ", la siguiente oriación. "El Estudio deberá incorporar como mínimo dos alternativas de resolución de cada modo de despacho forzado, analizando cada una de forma económica y priorizando la ejecución de una de ellas considerando la opprtunidad y costo efectividad, según sean los resultados."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
412	Pacific Hydro Chile S.A.	3-13	El Estudio a realizar por el Coordinador no está obligado a presentar opciones para la eliminación de los despachos forzados, esto parece una política pública pobre dado que no busca abordar la problemática y proponer soluciones. Se propone incorporar un análisis económic de un mínimo de 2 propuestas para cada restricción operativa.	incorporar en el inciso cuarto, y después de "En todos los casos, el Coordinador deberá justificar técnica y fundadamente la necesidad de dichas restricciones, y documentar la decisión en el Estudio. ", la siguiente oriación. "El Estudio deberá incorporar como mínimo dos alternativas de resolución de cada modo de despacho forzado, analizando cada una de forma económica y priorizando la ejecución de una de ellas considerando la opprtunidad y costo efectividad, según sean los resultados."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
418	Guacolda Energía SpA	General	Si bien la metodología puede resultar aceptable desde un punto de vista teórico, presenta deficiencias estructurales que impiden considerarla técnicamente adecuada para evaluar, de manera práctica, la robustez del SEN. En particular se advierten los siguientes inconvenientes: • Robustez del cálculo de indicadores: Los indicadores definidos, IDD y ROCOF, se basan en el resultado de modelaciones dinámicas. Sin embargo, es posible evidenciar que los modelos dinámicos que hoy componen la base de datos del SEN presentan limitaciones que se evidencian en las simulaciones. La siguiente gráfica muestra la dinámica de la tensión en la SE Parinacota, tras la aplicación de una falla en el circuito N°2 de la línea Los Changos – Parinas 2x500 kV (base de datos minuta operacional N°2/2024). Se observa que, posterior a la falla, la dinámica de la tensión presenta de un "ruido" persistente, lo cual comprometerá la precisión del cálculo del indicador IDD. ANEXO GRAFICOS_Figura 1. Adicionalmente, en otros escenarios de generación, se han detectado oscilaciones de baja amplitud y alta frecuencia en la respuesta dinámica de centrales ERV. Estas oscilaciones ocurren independientemente del nivel de fortaleza de red de la red, medido mediante niveles de inercia en el SING. ANEXO GRAFICOS_Figura 2 Por otra parte, se evidencian respuestas de modelos dinámicos de controladores reactivos que superan sus límites térmicos, lo que no permite cuantificar adecuadamente las necesidades de reactivos de las distintas zonas	En vista de las limitaciones identificadas, tanto en la aplicabilidad práctica como en la confiabilidad de los modelos requeridos, la metodología debe ser replanteada. Se recomienda avanzar en el desarrollo e incorporación de indicadores o métricas que puedan ser obtenidas de manera directa, continua y trazable, como el ESCR, nivel de inercia, u otras métricas estáticas relacionadas a la robustez del sistema, que el Coordinador ya ha estado incorporando tanto en estudios como en la toma de decisiones en la operación en tiempo real. Este enfoque permitirá asegurar una mayor confiabilidad, agilidad y trazabilidad de los resultados	No se acoge	Se reconoce que la metodología propuesta, basada en simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, requiere un mayor esfuerzo computacional y de revisión de modelos que un estudio basado en indicadores estáticos como el ESCR. Sin embargo, este nivel de complejidad resulta necesario para evaluar adecuadamente la robustez del sistema eléctrico nacional, caracterizado por una alta participación de IBR cuyos aportes a la robustez dependen de sus lazos de control y modos de operación. El enfoque propuesto permite capturar de manera integral la interacción dinámica entre los distintos componentes del sistema y evaluar el efecto combinado de distintas medidas orientadas a mejorar su robustez, algo que no es posible mediante indicadores estáticos.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			en donde estos equipos se encuentran. En consecuencia, debido a las brechas existentes en la modelación de las instalaciones, los indicadores definidos pueden capturar dinámicas no deseadas, afectando su validez como métricas representativas de la robustez del SEN. • Modelos de instalaciones futuras: La metodología considera realizar una proyección de escenarios futuros para un horizonte de al menos 3 años. Dentro de las instalaciones a considerar se encuentran, por ejemplo, los condensadores síncronos licitados para entrar en operación a finales de 2027, líneas HVDC (posteriormente), u otras instalaciones (BESS, entre otros) que se esperen entren en operación durante el horizonte de simulación. Sin embargo, actualmente no se disponen de los modelos dinámicos detallados para estas instalaciones, ni es posible validar su comportamiento mediante ensayos, dado que aún no están en operación. Así, los modelos utilizados se basan en supuestos teóricos sin respaldos de operaciones reales. Esto implica que, al igual que los casos tratados en el punto anterior, los indicadores definidos pueden capturar dinámicas no deseadas o basadas en modelos teóricos, comprometiendo su utilidad como métrica fiable para evaluar la robustez del SEN en escenarios futuros. • Presenta dificultades en su implementación práctica: la aplicabilidad práctica de los indicadores como herramienta operativa presentan limitaciones técnicas significativas que impiden su uso eficiente y confiable en el tiempo. La principal limitación radica en que el cálculo de IDD requiere de simulaciones dinámicas para su cálculo, las cuales resultan pueden resultar complejas, demandar altos recursos y podrían no ser realizadas con la frecuencia necesaria para uso en la operación en tiempo			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			real. Considerando lo dinámico que pueden ser las condiciones del sistema, el proceso de obtención de los indicadores propuestos (IDD específicamente) resulta incompatible con los tiempos de respuesta requeridos en la toma de decisiones operativas. Además, realizar este cálculo con la frecuencia requerida, implicará una carga operativa adicional para los operadores del SEN. Por lo tanto, aun cuando el IDD pudiera entregar información relevante, su forma de cálculo y tiempos requeridos para su obtención hacen que no sea factible integrarlo dentro de los sistemas de monitoreo y control continuo del SEN. Así, se recomienda priorizar el uso de métricas que puedan ser calculadas de manera directa, automáticas y con una periodicidad acorde a las necesidades del SEN. • Tiempo requerido para la obtención de modelos electromagnéticos: El Coordinador ha trabajado durante estos últimos años en la obtención de modelos electromagnéticos (EMT) de las unidades que conforman el SEN, con el objetivo de mejorar los resultados obtenidos mediante simulaciones RMS o derechamente observar otros fenómenos dinámicos. Sin embargo, aún no cuenta con la totalidad de estos modelos, lo que limita la posibilidad de realizar modelaciones con el nivel de detalle requerido. Además, se estima que transcurrirá un período considerable antes que el Coordinador disponga de modelos EMT validados que representen fielmente la dinámica de cada instalación. • Los “modos de operación” podrían no ser representativos: Aunque la metodología propuesta considera la identificación y definición de “modos de operación” representativos del SEN, la alta variabilidad operacional del sistema podría no estar adecuadamente capturada en estos			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			escenarios. Esto limita la capacidad de los indicadores derivados de tales modos de operación para reflejar con fidelidad el comportamiento real del sistema bajo distintas condiciones. Así, resulta preferible utilizar indicadores de obtención fácil, directa y continua (como el ESCR, inercia, etc.) que permitan una cuantificación de la robustez al mismo tiempo que sean operativamente viables de obtener.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
419	Guacolda Energía SpA	General	El Anexo Técnico establece una metodología basada exclusivamente en simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo para determinar los requerimientos de robustez del sistema. Esta aproximación, si bien técnicamente sólida, deja fuera la posibilidad de utilizar indicadores de monitoreo continuo que puedan ser aplicables en la operación en tiempo real. Además, presupone que los modelos dinámicos representan fielmente la realidad operativa del sistema y que la configuración del parque generador proyectado es invariable, lo cual no siempre se cumple en la práctica, dado el dinamismo y la incertidumbre del sistema eléctrico actual. Se considera necesario complementar el enfoque dinámico con el uso de indicadores operacionales que permitan verificar el cumplimiento de los requerimientos de robustez durante la operación real del sistema, mejorando así la trazabilidad y aplicabilidad práctica de los resultados del Estudio.	Agregar: Sin perjuicio del desarrollo metodológico basado en simulaciones dinámicas, el Coordinador podrá complementar el análisis del Estudio con el uso de indicadores operacionales que sean medibles en tiempo real, con el objetivo de facilitar la validación y monitoreo del cumplimiento de los estándares de robustez durante la operación del sistema.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
420	Guacolda Energía SpA	General	El Anexo Técnico establece una metodología para determinar los requerimientos de robustez del sistema, sin embargo, no se incluye explícitamente el uso del indicador Equivalent short circuit ratio (ESCR), herramienta ampliamente reconocida a nivel internacional y utilizada por el propio Coordinador en estudios técnicos anteriores como criterio base para caracterizar la robustez local por barra en presencia de Instalaciones Basadas en Convertidores (IBR). La incorporación explícita del ESCR en el Anexo Técnico fortalecería la consistencia metodológica, asegurando que los análisis de robustez realizados por el Coordinador se sustenten en métricas técnicas consolidadas. Además, permitiríal Coordinador realizar un monitoreo en Tiempo Real de la robustez del	Incorporar el indicador ESCR de forma explicita en el estudio de robustez para analisis de barras debiles en AtC	Se acoge parcialmente	Se incluye la posibilidad de que el Coordinador incluya indicadores de desempeño dinámicos adicionales cuando estos resulten pertinentes para la evaluación del desempeño dinámico del sistema.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			sistema sin depender de configuraciones de parques de generación en especifico o simulaciones dinamicas en el dominio del tiempo.			
421	Guacolda Energía SpA	1-7	Junto con el informe preliminar y final del estudio es primordial que el Coordinador también ponga a disposición las bases de modelación del estudio para poder hacer analisis en profundidad de los supuestos y resultados	El Coordinador elaborará una versión preliminar del Estudio el cual será publicado en su sitio web **junto a las bases de datos del estudio** para que los interesados realicen sus observaciones, en el formato y plazo que establezca el Coordinador. El plazo de observaciones deberá ser de, al menos, 10 días. Los formatos para realizar las observaciones que establezca el Coordinador deberán, al menos, asegurar la debida individualización del interesado que formula las observaciones. Terminado el periodo de observaciones, el Coordinador deberá analizar las observaciones, y luego emitir la versión final del Estudio junto con un informe consolidado de respuestas a las observaciones recibidas.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Publicación del estudio de robustez".
422	Guacolda Energía SpA	1-9	Considerando que se esta creando un informe clave en la seguridad del SI, se solicita cambiar la posibilidad de que el Coordinador determine no actualizar el estudio, hacia una obligación respecto a modificaciones relevantes	El Coordinador **deberá** actualizar el Estudio en caso de que se produzcan interconexiones, modificaciones o retiros relevantes de instalaciones que puedan afectar la seguridad y calidad de servicio del SI y que no hayan sido considerados inicialmente en el Estudio. **Esta actualización deberá seguir el procedimiento establecido en los Artículos 1-7 y 1-8 del presente Anexo, resguardando la debida participación de los Coordinados.**	No se acoge	El Coordinador en base a su expertiz, puede ponderar de mejor manera el impacto de interconexiones, modificaciones o retiros relevantes de instalaciones.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
423	Guacolda Energía SpA	3-4	La utilización de modelos no validados para tecnologías que aún no operan en el sistema puede introducir incertidumbre metodológica. Esta observación busca asegurar que los resultados del estudio de robustez se basen en representaciones técnicamente sólidas.	Agregar al final del artículo 3-4 el siguiente párrafo: "En el caso de instalaciones o tecnologías que aún no se encuentran operativas en el SI, como condensadores síncronos u otros elementos, el Coordinador deberá considerar explícitamente las limitaciones de modelación y validar la aplicabilidad de sus respuestas dinámicas, con el fin de asegurar la confiabilidad de los resultados del Estudio."	No se acoge	Al igual que todo estudio que analiza las necesidades de un sistema eléctrico en el futuro, los supuestos asociados a la expansión de la red están sujetos a incertidumbres inevitables. Sin embargo, el propósito del Estudio no es predecir con certeza el comportamiento dinámico futuro del sistema, sino estimar de manera razonable su evolución esperada en términos de Robustez, identificando tendencias y posibles zonas débiles. De esta forma, no se requiere contar con modelos detallados ni validados de futuras instalaciones, sino únicamente con información representativa que permita evaluar la evolución de la Robustez del sistema.
424	Guacolda Energía SpA	3-5	El artículo 3-5 debería establecer explícitamente que los Modos de Operación Representativos consideren como base las condiciones actuales del sistema eléctrico y los estudios vigentes de operación como las minutas DAOP	Artículo 3-5 Modos de Operación Representativos El Coordinador deberá definir, para cada año del horizonte de evaluación, los Modos de Operación Representativos del SI. La definición de los Modos de Operación Representativos deberá basarse en una evaluación estadística del comportamiento del SI, considerando los resultados de simulaciones de operación para cada año del horizonte de evaluación. **Asimismo, los Modos de Operación deberán construirse partiendo de la base de las restricciones operacionales vigentes del sistema, según lo establecido en los estudios de restricciones de transmisión y minutas del Departamento de Operación del Coordinador. Esta información deberá ser considerada como insumo mínimo obligatorio para reflejar con mayor fidelidad la operación real del sistema eléctrico.**	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
425	Guacolda Energía SpA	3-5	El artículo 3-5 introduce el concepto de “error de agrupamiento” como parte del proceso para definir Modos de Operación Representativos, pero no se entrega una definición precisa ni una metodología para su estimación o interpretación cuantitativa. Esta falta de claridad puede generar inconsistencias en la construcción de los modos, y afectar la transparencia y trazabilidad del proceso.	Explicar concepto de "error de agrupamiento" en detalle	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".
426	Guacolda Energía SpA	3-9	El artículo restringe el análisis técnico de robustez únicamente a indicadores de desempeño dinámico, lo que excluye la posibilidad de incorporar indicadores estáticos, que podrían ser relevantes para evaluar la robustez del sistema, especialmente en lo que respecta a tensión (como el ESCR o razones de cortocircuito por barra).	**Artículo 3-9 Indicadores de desempeño** El análisis técnico de la Robustez deberá basarse en indicadores de desempeño que permitan evaluar la respuesta del SI proyectado frente al conjunto de contingencias definidas según el Artículo 3-8 del presente Anexo. **Estos indicadores tanto dinámicos como estáticos, según corresponda a la naturaleza del fenómeno analizado, deberán cumplirse de forma simultanea y ser aplicados en cada una de las fases de análisis descritas en el Artículo 3-11 y Artículo 3-13 del presente Anexo...** **Agregar a los puntos:** **III. Indicador de Fortaleza de Red (ESCR): Indicador Equivalent Short-Circuit Ratio (ESCR) por barra, este permitirá caracterizar la robustez local de la red, particularmente en presencia de instalaciones basadas en convertidores. Este indicador se utilizará como referencia para identificar zonas eléctricamente débiles. El valor del ESCR en el punto de conexión deberá ser superior a 1,5 para niveles de tensión igual o mayores de 23kV, considerando el umbral reconocido en la literatura técnica como referencia para la clasificación de redes débiles y el aseguramiento de la robustez operativa del sistema.**	Se acoge parcialmente	Nueva redacción del artículo permite al Coordinador incorporar indicadores adicionales cuando estos resulten pertinentes para la evaluación del desempeño dinámico del sistema.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
427	Guacolda Energía SpA	3-11	Se observa que el actual Artículo 3-11 no explicita un procedimiento integral para identificar los requerimientos mínimos de Fortaleza del Sistema Eléctrico Nacional proyectado, lo cual es fundamental para garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS.	Se deberá realizar los análisis de Fortaleza para identificar los requerimientos mínimos que deberá cumplir el Sistema Interconectado proyectado, a fin de garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS. Este análisis deberá desarrollarse para cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio en base a simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, utilizando un modelo dinámico del SI proyectado. Para evaluar el desempeño del sistema, se deberá considerar al menos lo siguiente: a) Que se cumpla lo dispuesto en el Artículo 5-31 de la NTSyCS. b) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST ≥ 66 kV deberán estar dentro del área de soporte de variaciones de tensión definido en el Artículo 5-34 de la NTSyCS. c) Que el nivel de SCR o ESCR sea mayor al umbral definido para Red Débil en la presente NT. d) Que la frecuencia mínima del sistema cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. Si para alguna de las contingencias asociadas a una AtC no se cumple uno de los criterios normativos anteriores, el Coordinador deberá seleccionar una o más medidas entre aquellas definidas en el Artículo 1-5 del presente Anexo, que permitan aumentar la Fortaleza de dicha AtC.	Se acoge parcialmente	Se precisa la redacción del presente artículo en línea de aclarar la metodología propuesta. Igualmente, se hace referencia a parte de los artículos de la normativa indicados en la propuesta de texto.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
428	Guacolda Energía SpA	3-12	El orden de priorización establecido no considera expresamente el impacto en los costos de operación del sistema que podrían derivarse de la implementación de medidas del Grupo 2t. En determinados casos, dichas medidas podrían generar un mayor costo operativo en comparación con alternativas del Grupo 3t que, si bien se consideran excepcionales, pueden resultar más eficientes desde el punto de vista técnico-económico sin comprometer la seguridad y calidad del servicio. Se propone permitir una evaluación caso a caso que habilite el uso del Grupo 3f por sobre el Grupo 2t, cuando esto sea justificado.	Agregar: No obstante el orden de priorización definido anteriormente, en aquellos casos en que la implementación de medidas del Grupo 2t implique un incremento relevante en los costos de operación del sistema eléctrico, y existan medidas del Grupo 3t que permitan cumplir los criterios normativos de robustez sin afectar la seguridad ni la calidad de servicio, el Coordinador podrá priorizar estas últimas por sobre las del Grupo 2t. Esta decisión deberá ser debidamente fundamentada mediante antecedentes técnicos y económicos.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
429	Guacolda Energía SpA	3-13	El orden de priorización establecido no considera expresamente el impacto en los costos de operación del sistema que podrían derivarse de la implementación de medidas del Grupo 2f. En determinados casos, dichas medidas podrían generar un mayor costo operativo en comparación con alternativas del Grupo 3f que, si bien se consideran excepcionales, pueden resultar más eficientes desde el punto de vista técnico-económico sin comprometer la seguridad y calidad del servicio. Se propone permitir una evaluación caso a caso que habilite el uso del Grupo 3f por sobre el Grupo 2f, cuando esto sea justificado.	Agregar: No obstante el orden de priorización definido anteriormente, en aquellos casos en que la implementación de medidas del Grupo 2f implique un incremento relevante en los costos de operación del sistema eléctrico, y existan medidas del Grupo 3f que permitan cumplir los criterios normativos de robustez sin afectar la seguridad ni la calidad de servicio, el Coordinador podrá priorizar estas últimas por sobre las del Grupo 2f. Esta decisión deberá ser debidamente fundamentada mediante antecedentes técnicos y económicos.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
430	Guacolda Energía SpA	3-14	Se observa que la clasificación de un área del sistema como Red Débil, según lo definido en el artículo 3.14, no resulta suficiente para capturar adecuadamente las condiciones de vulnerabilidad del sistema. La definición actual se limita a condiciones aisladas, sin establecer un marco normativo claro respecto de la complementariedad entre indicadores estáticos y dinámicos	Para efectos de este Anexo Técnico, se entenderá que un área se clasifica como Red Débil únicamente cuando se verifique, de manera conjunta, al menos lo siguiente: (i) Un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5 en barras de tensión superior a 23 kV. (ii) Que, bajo contingencias definidas en la NTSyCS, las tensiones en instalaciones de transmisión se encuentren transitoriamente fuera de la curva que establece los requerimientos de recuperación de la tensión	Se acoge parcialmente	El enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez y la clasificación de red débil se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. Por esta razón, el enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				definido en el Artículo 5-34 de la NTSyCS. (iii) Que, bajo contingencias definidas en la NTSyCS, la frecuencia mínima del sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS.		permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. No obstante lo anterior, se incluye la posibilidad de que el Coordinador incluya indicadores de desempeño adicionales cuando estos resulten pertinentes para la evaluación del desempeño dinámico del sistema.
471	Generadoras de Chile A.G.	General	El Anexo Técnico establece un horizonte de evaluación mínimo de 3 años, incluyendo el estado actual del sistema (T0) y su proyección para T1, T2 y T3. Sin embargo, tratándose de soluciones clasificadas en los Grupos 2t/2f —que implican la incorporación de nueva infraestructura y prestación de Servicios Complementarios—, su implementación puede requerir plazos significativos, dado que la CNE debe convocar procesos de licitación y posteriormente ejecutarse la construcción y puesta en servicio de las obras. En este contexto, el horizonte propuesto podría resultar insuficiente para garantizar que las soluciones entren en operación antes de que se materialicen los requerimientos detectados. Esto podría derivar en que las medidas se implementen de forma ajustada o incluso posterior al momento en que son necesarias, afectando la seguridad y calidad del servicio. Para asegurar que el Estudio detecte con suficiente anticipación las necesidades de robustez de red y robustez de frecuencia, resulta fundamental ampliar el horizonte de análisis. Esto permitiría incorporar medidas cuya materialización demande plazos prolongados, asegurando su disponibilidad oportuna. Una alternativa metodológica sería establecer dos estudios complementarios:	"El Estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de 10 años, incluyendo el estado actual del sistema (T0). Alternativamente, el Coordinador podrá desarrollar dos estudios complementarios: uno de corto plazo, con un horizonte de 3 a 5 años, enfocado en medidas rápidas de implementar, y otro de mediano-largo plazo, con un horizonte de 10 años, destinado a la identificación de medidas que requieran nueva infraestructura y procesos de licitación. En ambos casos, el objetivo es garantizar que las soluciones propuestas puedan entrar en operación antes de que se materialicen los requerimientos detectados."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Horizonte de evaluación del estudio".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			- Estudio de corto plazo (3–5 años): orientado a identificar medidas rápidas de implementar, principalmente con recursos existentes o adecuaciones menores. - Estudio de mediano-largo plazo (10 años): enfocado en medidas que requieran nueva infraestructura o servicios que involucren procesos de licitación y construcción.			
472	Generadoras de Chile A.G.	1-5	El artículo establece que el Estudio deberá considerar un conjunto de medidas orientadas a robustecer el SI, clasificándolas en cuatro tipos (Servicios Complementarios con recursos existentes, ajustes de parámetros de control en IBR, Servicios Complementarios con nuevos recursos e incorporación de restricciones operacionales). No obstante, el texto no contempla explícitamente las medidas operacionales que el Coordinador podría determinar para resguardar la robustez del sistema en escenarios específicos, pese a que estas resultan fundamentales como herramientas de corto plazo frente a contingencias o limitaciones transitorias. Se sugiere complementar la clasificación de medidas incorporando un literal adicional que señale expresamente las medidas	e) Medidas operacionales: medidas de carácter transitorio u operativo para resguardar la seguridad y robustez del SI.	Se acoge parcialmente	Se establece la posibilidad de incluir restricciones operacionales en el contexto del Estudio de Análisis de Robustez del SEN, pero no de manera vinculante para la operación del SI.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			operacionales, con el fin de precisar su carácter y rol dentro del conjunto de medidas posibles.			
473	Generadoras de Chile A.G.	1-5	El artículo establece que el Estudio para verificar el cumplimiento de los estándares de Robustez deberá considerar un conjunto de medidas orientadas a robustecer el SI, clasificadas en cuatro tipos: servicios complementarios con recursos existentes, ajuste de parámetros de control en IBR, servicios complementarios con nuevos recursos, y restricciones operacionales. Sin embargo, no se establece un criterio explícito de costo-eficiencia para su evaluación.	(...) el Estudio deberá considerar un conjunto de medidas orientadas a robustecer el SI que deberán ser implementadas considerando su costo-eficiencia. (...)	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
474	Generadoras de Chile A.G.	1-5	El presente anexo técnico no aborda la capacidad de gestionar la robustez del sistema mediante el uso de recursos energéticos distribuidos detrás de medidor. En ese sentido se debe armonizar la regulación para que el CEN tenga acceso a todos los recursos del sistema una vez identificada la degradación de la seguridad.	Incorporar inciso tecero indicando "El Coordinador deberá también considerar los recursos energéticos distribuidos conectados detrás de los medidores como parte de sus Estudios, y podrá utilizarlos como fuentes para gestionar la robustez del sistema".	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 405.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
475	Generadoras de Chile A.G.	1-7	El Anexo Técnico establece en el artículo 1-7 los plazos para la recepción de observaciones a la versión preliminar del Estudio de Robustez, así como los plazos para someter a discrepancia la versión definitiva y, eventualmente, actualizarla según lo resuelto por el Panel de Expertos. Sin embargo, no se explicita el plazo máximo que tendrá el Coordinador para emitir la versión final del Estudio junto con el informe consolidado de respuestas, lo que introduce incertidumbre respecto a la duración total del proceso y podría afectar la planificación de las partes interesadas. Asimismo, se considera primordial que, junto con la publicación del informe preliminar y final, el Coordinador ponga a disposición las bases de datos y de modelación del estudio, de modo que los interesados puedan realizar un análisis en profundidad de los supuestos y resultados, asegurando transparencia y trazabilidad.	"El Coordinador elaborará una versión preliminar del Estudio, la cual será publicada en su sitio web junto a las bases de datos y de modelación del estudio, para que los interesados realicen sus observaciones en el formato y plazo que establezca el Coordinador. El plazo de observaciones deberá ser de, al menos, 10 días. Los formatos para realizar las observaciones que establezca el Coordinador deberán, como mínimo, asegurar la debida individualización del interesado que formula las observaciones. Finalizado el período de observaciones, el Coordinador deberá analizar los comentarios recibidos y emitir la versión final del Estudio junto con un informe consolidado de respuestas a dichas observaciones, dentro de un plazo máximo de 20 días hábiles."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Publicación del estudio de robustez".
476	Generadoras de Chile A.G.	1-7	En el presente artículo se indica que para verificar el cumplimiento de los estándares de robustez, el estudio deberá considerar un conjunto de medidas orientadas a robustecer el SI, y que dichas medidas deberán determinarse conforme con lo establecido en la normativa aplicable a SSCC. Al respecto, y con el objeto de entregar certeza respecto a la materialización de dichas medidas, es relevante precisar que las medidas serán determinantes para los procesos de servicios complementarios. Por otro lado, y en adición a lo anterior, considerando que los servicios complementarios que se prestarán corresponderán a nuevos servicios, es primordial que se actualice, lo antes posible, la Resolución que define los servicios	De acuerdo a lo expuesto, se solicita considerar la siguiente redacción del ultimo inciso del presente artículo: "Cabe señalar que, las medidas indicadas en las letras a) y c), deberán determinarse conforme con lo establecido en la normatuva aplicable a los servicios complementarios y serán determinantes para dicho proceso." En adición a lo anterior, se solicita actualizar la Resolución de definición de servicios complementarios, con la finalidad de incluir los nuevos servicios que se prestarán para entregar robustez al sistema.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			complementarios y su remuneración. Ello, con el objetivo de entregar certeza regulatoria a todos los agentes del sector, para que tengan claridad de la definición del servicio y su correspondiente remuneración. En caso contraria, podría suceder que se solicité un servicio y no se tenga claridad de cómo se remunerará.			
477	Generadoras de Chile A.G.	1-9	Si bien el artículo 1-9 establece la posibilidad de actualizar el Estudio frente a interconexiones, modificaciones o retiros relevantes en el SEN, se estima necesario reforzar su contenido en tres aspectos: (i) reiterar explícitamente la frecuencia regular anual del Estudio, para dar coherencia normativa con el Artículo 1-6; (ii) establecer criterios objetivos que definan cuándo una modificación, interconexión o retiro debe ser considerado relevante, evitando ambigüedades respecto a la aplicabilidad y oportunidad de la actualización; y (iii) transformar la facultad discrecional del Coordinador en una obligación regulatoria, considerando la relevancia de este informe para la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.	"Sin perjuicio de la elaboración anual del Estudio, tal como se señala en el Artículo 1-6, el Coordinador deberá actualizar el Estudio en caso de que se produzcan interconexiones, modificaciones o retiros relevantes de instalaciones que puedan afectar la seguridad y calidad de servicio del SI y que no hayan sido considerados inicialmente. Para estos efectos, se entenderán como relevantes aquellas obras o modificaciones que, según criterios técnicos previamente definidos y publicados por el Coordinador en su sitio web, puedan alterar significativamente las condiciones de robustez de frecuencia o fortaleza de tensión del sistema. Dichos criterios deberán considerar, entre otros, la magnitud de la potencia inyectada o retirada, su localización eléctrica en el SEN y el impacto estimado sobre los indicadores definidos en el presente Anexo. Toda actualización extraordinaria deberá someterse al procedimiento establecido en los Artículos 1-7 y 1-8 del presente Anexo, resguardando la debida participación de los Coordinados."	Se acoge parcialmente	Dado que la Robustez no es medida solamente en base a un criterio único, sino que de múltiples factores. El Coordinador en base a su expertiz, puede ponderar de mejor manera el impacto de interconexiones, modificaciones o retiros relevantes de instalaciones. Asimismo, se ajusta la redacción del artículo recalcando que el Estudio debe elaborarse y publicarse anualmente, y que excepcionalmente puede actualizarse.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
478	Generadoras de Chile A.G.	2-1	El artículo establece las funciones y obligaciones del Coordinador en relación con el Estudio de Robustez. Sin embargo, no contempla explícitamente la función de determinar las medidas necesarias para robustecer el sistema. Se propone reforzar el artículo 2-1 incorporando expresamente esta función, con el objeto de asegurar consistencia normativa entre las etapas de análisis y la definición de medidas, y de clarificar que el Coordinador no sólo debe evaluar y clasificar áreas, sino también proponer un conjunto de medidas técnicamente justificadas para robustecer el SI.	"Artículo 2-1 Funciones y obligaciones del Coordinador Para efectos del cumplimiento de lo dispuesto en el presente Anexo, el Coordinador deberá: a) Solicitar a los Coordinados la información y antecedentes que se requieran para el desarrollo del Estudio, por medio de los formatos que establecerá y publicará en su sitio web; b) Desarrollar el Estudio conforme a la metodología establecida en el presente Anexo; c) Determinar y definir las distintas AfC y AtC del SEN; d) Clasificar las áreas determinadas de acuerdo con el punto anterior como Redes Débiles o Redes Fuertes conforme a la metodología establecida en el presente Anexo; y, e) Determinar un conjunto de medidas orientadas a robustecer el SI, de acuerdo con los resultados del Estudio, considerando los criterios de priorización y neutralidad tecnológica establecidos en este Anexo."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 53.
479	Generadoras de Chile A.G.	3-1	El artículo establece que el Estudio debe contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, tres años. Dicho plazo resulta insuficiente para identificar oportunamente los requerimientos de robustez del sistema eléctrico, considerando que parte de las medidas que pueden derivarse del Estudio implican inversiones en infraestructura crítica, cuyos procesos de licitación, construcción y entrada en operación exceden los tres años. Asimismo, dentro de las consideraciones mínimas señaladas en el literal a), no se incluyen expresamente las obras necesarias y urgentes contempladas en el artículo 91 bis de la LGSE, las cuales también pueden ser determinantes para la robustez del sistema. Se considera necesario ampliar el horizonte de evaluación del Estudio de manera que contemple dos escalas temporales: un	"El Estudio deberá contemplar dos horizontes de evaluación: i) un horizonte de corto plazo de tres años, incluyendo el estado actual del sistema (año T0) y su proyección para los años T1, T2 y T3; y ii) un horizonte de largo plazo de diez años, proyectando hasta el año T10. La proyección deberá considerar, al menos, lo siguiente: a) Las instalaciones declaradas en construcción, así como aquellas derivadas del plan de expansión, obras necesarias y urgentes definidas de conformidad con el artículo 91 bis de la Ley, o que hayan sido autorizadas en conformidad con el artículo 102° de la Ley, y que se espere que su fecha de Entrada en Operación se encuentre dentro del horizonte de evaluación considerado en el Estudio; (...)"	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Horizonte de evaluación del estudio".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			horizonte de corto plazo (3 años), que permita identificar medidas inmediatas y provisiones rápidas de implementar, y un horizonte de largo plazo (10 años), que permita detectar con la debida anticipación obras estructurales de mayor envergadura y garantizar coherencia con los instrumentos de planificación energética vigentes. De igual forma, resulta pertinente incorporar en el literal a) las obras necesarias y urgentes definidas bajo el artículo 91 bis de la LGSE, a fin de otorgar consistencia y completitud a la definición de instalaciones consideradas.			
480	Generadoras de Chile A.G.	3-2	El artículo establece que el análisis técnico de robustez se realiza en base a simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, sin precisar si dichas simulaciones corresponden a modelos RMS o EMT. Con el fin de garantizar un análisis técnico robusto y coherente con la creciente participación de recursos de conversión electrónica en el SEN, se propone que el Anexo establezca explícitamente que, cuando la dinámica de operación así lo requiera, el Estudio deberá considerar simulaciones de tipo EMT. Esto permitiría evaluar con mayor precisión fenómenos de interacción rápida entre IBR, controladores y la red, que no pueden ser representados adecuadamente bajo un esquema RMS.	La cuarta etapa corresponde al análisis técnico de Robustez, el cual se realiza en base a simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo. Dichas simulaciones deberán incorporar, cuando la dinámica de operación del sistema lo requiera, el uso de modelos EMT, con el objeto de representar de manera más precisa los fenómenos transitorios de alta frecuencia relevantes para la robustez del SEN.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 124.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
481	Generadoras de Chile A.G.	3-4	La utilización de modelos no validados para tecnologías que aún no operan en el sistema puede introducir incertidumbre metodológica y afectar la solidez de los resultados. Se considera fundamental que el Estudio de Robustez se base en representaciones técnicamente sólidas, que reconozcan las limitaciones de modelación y aseguren la confiabilidad de las conclusiones.	"En el caso de instalaciones o tecnologías que aún no se encuentran operativas en el SI, como condensadores síncronos u otros elementos, el Coordinador deberá considerar explícitamente las limitaciones de modelación y validar la aplicabilidad de sus respuestas dinámicas, con el fin de asegurar la confiabilidad de los resultados del Estudio."	No se acoge	Al igual que todo estudio que analiza las necesidades de un sistema eléctrico en el futuro, los supuestos asociados a la expansión de la red están sujetos a incertidumbres inevitables. Sin embargo, el propósito del Estudio no es predecir con certeza el comportamiento dinámico futuro del sistema, sino estimar de manera razonable su evolución esperada en términos de Robustez, identificando tendencias y posibles zonas débiles. De esta forma, no se requiere contar con modelos detallados ni validados de futuras instalaciones, sino únicamente con información representativa que permita evaluar la evolución de la Robustez del sistema.
482	Generadoras de Chile A.G.	3-5	El artículo 3-5 introduce el concepto de "error de agrupamiento" como parte del proceso para definir los Modos de Operación Representativos, pero no entrega una definición precisa ni una metodología para su estimación o interpretación cuantitativa. Esta ausencia de criterios objetivos puede generar inconsistencias en la construcción de los modos, además de afectar la transparencia, trazabilidad y comparabilidad de los resultados del estudio.	(...) "La cantidad de Modos de Operación Representativos deberá definirse en función del error de agrupamiento que se entenderá por... "	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
483	Generadoras de Chile A.G.	3-6	El artículo define las fórmulas y metodologías para calcular indicadores de robustez destinados a la identificación de Áreas de Tensión Coherentes (AtC) y Áreas de Frecuencia Coherentes (AfC). Sin embargo, no establece umbrales, valores de referencia ni criterios mínimos que permitan traducir objetivamente los resultados de dichos indicadores en delimitaciones prácticas de áreas. Esto genera discrecionalidad en la aplicación del artículo y podría afectar la consistencia y trazabilidad de los resultados del Estudio. Respecto al cálculo de la inercia sincrónica equivalente por barra, se indica que podrá considerarse como aporte la inercia sintética o emulada proveniente de IBR. No obstante, no se aclara cómo se cuantificará dicha inercia sintética, considerando que corresponde a una respuesta dinámica dependiente de condiciones de operación y de la contingencia, y no a un valor físico fijo. Tampoco se establece quién será responsable de proveer dicha información. Adicionalmente, no se contemplan indicadores complementarios reconocidos en la literatura internacional que podrían fortalecer el análisis, tales como el índice ESCR (Effective Short-Circuit Ratio) o el uso de análisis modal de la matriz jacobiana de flujo de cargas. En este sentido, se recomienda que el artículo establezca que la definición de criterios mínimos y umbrales cuantitativos asociados a los indicadores de robustez será desarrollada por la Comisión en base a estudios propios y análisis técnicos, a fin de aportar certeza regulatoria y consistencia metodológica. Asimismo, se propone detallar la metodología para cuantificar la inercia sintética de IBR,	(...) Donde Dig corresponde a la distancia eléctrica en por unidad entre la barra i y el generador g, Hg corresponde a la inercia sincrónica en segundos del generador g y N la cantidad de generadores sincrónicos en operación. Para efectos de este cálculo, el Coordinador podrá considerar como aporte a la inercia del SI aquella inercia sintética o emulada proveniente de IBR, la cual deberá cuantificarse mediante supuestos técnicos estandarizados, explicitando el valor de referencia utilizado, la metodología de estimación y la responsabilidad de entrega de dicha información. La Comisión deberá desarrollar, en base a estudios propios y análisis técnicos, criterios mínimos y umbrales cuantitativos que permitan determinar de manera objetiva la configuración y delimitación de las áreas coherentes. Adicionalmente, el Coordinador podrá incorporar, con la debida justificación técnica, indicadores complementarios que fortalezcan la identificación de áreas coherentes, tales como el índice ESCR en zonas de interés y técnicas de análisis modal de la matriz jacobiana de flujo de cargas.” (...)	Se acoge parcialmente	A nivel general, los indicadores definidos en el Artículo 3-6 se utilizan únicamente para definir áreas del sistema que comparten características eléctricas y recursos de control similares en términos de robustez de frecuencia y de tensión, y no para determinar si un área es débil o no, motivo por el cual no se establecen valores umbrales. A partir de dichos indicadores calculados por barra, puede aplicarse cualquier método de agrupamiento sobre las barras del SI para definir las áreas correspondientes. En el caso de la inercia sincrónica equivalente mencionada en el mismo artículo, esta considera exclusivamente los generadores sincrónicos, proporcionando una representación de la distribución espacial de la inercia sincrónica en las barras de la red. De esta forma, se pueden identificar zonas del SI con bajo aporte inercial y, por ende, con mayores riesgos de inestabilidad de frecuencia y/o activación de EDACs. A partir de esta información, se facilita la priorización y localización de medidas destinadas a fortalecer la robustez de frecuencia del sistema, tales como la incorporación de fuentes de inercia (sintética o sincrónica) y/o la provisión de servicios de respuesta rápida de frecuencia (FFR) por parte de las IBR, entre otras. En el contexto chileno, la definición de áreas, antes de realizar las simulaciones dinámicas, resulta especialmente relevante debido a su gran extensión y a la distribución heterogénea de generación sincrónica y no sincrónica (IBR), lo que conlleva una disponibilidad desigual de recursos para la regulación de frecuencia y tensión. Esta segmentación del SI permite estructurar el Estudio en zonas geográficas específicas, facilitando la priorización y aplicación práctica de las medidas de robustecimiento.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			especificando los valores de referencia, supuestos y responsabilidades de información. Finalmente, se sugiere facultar al Coordinador para, debidamente justificado, incorporar criterios adicionales y considerar indicadores complementarios, como el índice ESCR y técnicas de análisis modal.			El nombre original del Artículo 3-6 daba lugar a confusión, por lo que se modifica su denominación a "Artículo 3-6 Indicadores para identificación de áreas".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
484	Generadoras de Chile A.G.	3-7	El artículo establece que la cantidad de áreas coherentes deberá determinarse en función del error de agrupamiento. Sin embargo, el Anexo Técnico no define en qué consiste dicho concepto ni establece un umbral de referencia que permita determinar objetivamente la cantidad de áreas a considerar. Por otro lado, el artículo no determina la periodicidad de determinación de las áreas coherentes. Se propone que el Anexo Técnico aclare tanto el significado y alcance del error de agrupamiento como el criterio para establecer su umbral, de modo de garantizar consistencia técnica y transparencia en la determinación de áreas coherentes, como también la periodicidad de determinación de las áreas coherentes.	"La cantidad de áreas coherentes deberá determinarse en función del error de agrupamiento. Para efectos del presente Anexo, se entenderá por error de agrupamiento...". Incorporar en el inciso primero, entre "determinadas" y "por el Coordinador", la palabra "anualmente".	Se acoge parcialmente	Se actualiza redacción del artículo, aclarando la forma de definir las áreas y al proceso de agrupamiento. También se aclara en la redacción respecto los periodos de validez de estas áreas.
485	Generadoras de Chile A.G.	3-8	El artículo asocia tipos de contingencias a Áreas de Tensión Coherentes (AtC) y Áreas de Frecuencia Coherentes (AfC) como si los fenómenos estuviesen completamente desacoplados. Sin embargo, en condiciones de red débil esta separación no refleja adecuadamente el comportamiento del sistema. Existen contingencias que pueden impactar simultáneamente tanto la tensión como la frecuencia. Por ejemplo, un cortocircuito (severidad 4a) puede reducir significativamente el aporte de potencia de plantas IBR, provocando un desbalance sistémico mayor incluso que el generado por contingencias de severidad 5. Aunque el desbalance sea transitorio, los requerimientos de inercia y reserva de control de frecuencia pueden verse igualmente afectados. Se considera necesario aclarar en el artículo que ciertos tipos de contingencias pueden tener implicancias tanto en AtC como en AfC	(...) "Deberá reconocerse que determinadas contingencias pueden tener implicancias simultáneas en ambas dimensiones (tensión y frecuencia), particularmente bajo condiciones de red débil, por lo que su análisis deberá incorporar de manera explícita los efectos combinados en AtC y AfC."	Se acoge parcialmente	Se actualiza redacción del artículo en línea con lo observado.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			de manera simultánea, especialmente en condiciones de red débil, a fin de evitar una interpretación que lleve a subestimar los riesgos de robustez sistémica.			
486	Generadoras de Chile A.G.	3-9	El artículo 3-9 únicamente considera la frecuencia mínima como indicador de desempeño dinámico de la Robustez de Frecuencia, sin incluir el RoCoF (Rate of Change of Frequency). Este último es fundamental en sistemas con alta penetración de IBR, ya que la disminución de la inercia y su distribución no uniforme pueden generar variaciones significativas en la tasa de cambio de frecuencia, incluso entre diferentes áreas del sistema. Además, el Artículo 5-74 de la NTSyCS contempla de manera explícita tanto la frecuencia mínima como el RoCoF como indicadores de robustez. La omisión de este último en el Anexo Técnico genera ambigüedad respecto de si el Coordinador debe considerarlo en su estudio. Asimismo, el artículo restringe el análisis técnico de robustez únicamente a indicadores de desempeño dinámico, lo que excluye la posibilidad de incorporar indicadores estáticos, como el ESCR (Equivalent Short-Circuit Ratio) u otros relacionados con fortaleza de red, que resultan especialmente relevantes para evaluar condiciones locales de debilidad eléctrica en presencia de tecnologías basadas en convertidores.	"El análisis técnico de la Robustez se basará en indicadores de desempeño que permitan evaluar la respuesta del SI proyectado frente al conjunto de contingencias definidas en el presente Anexo. Los indicadores podrán ser dinámicos y/o estáticos, según corresponda a la naturaleza del fenómeno analizado. Para efectos del Estudio, se utilizarán, al menos, los siguientes indicadores: I. Indicador de Robustez de Frecuencia: frecuencia mínima y RoCoF (Rate of Change of Frequency) calculados para cada contingencia de las AfC, en concordancia con lo dispuesto en el Artículo 5-76 de la NTSyCS. II. Indicadores de Robustez de Tensión: los definidos en este Anexo para evaluar el cumplimiento de los criterios de desempeño de tensión en las AtC. III. Indicador de Fortaleza de Red (ESCR): Equivalent Short-Circuit Ratio por barra, como referencia para caracterizar la robustez local de la red e identificar zonas eléctricamente débiles."	Se acoge parcialmente	Se incluye el RoCoF como indicador para frecuencia y se permite al Coordinador incorporar indicadores adicionales cuando estos resulten pertinentes para la evaluación del desempeño dinámico del sistema.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			En este sentido, se considera necesario que el Artículo 3-9 establezca explícitamente que los indicadores de Robustez de Frecuencia comprenden tanto la frecuencia mínima como el RoCoF, de manera consistente con lo dispuesto en la NTSyCS, e incorpore además indicadores estáticos de fortaleza de red como el ESCR. Esto permitiría asegurar una evaluación más completa y robusta, reduciendo riesgos de subestimar los impactos dinámicos derivados de la pérdida de inercia y, a la vez, facilitando la identificación de áreas eléctricamente débiles.			
487	Generadoras de Chile A.G.	3-10	El artículo 3-10 establece la revisión de alternativas para mantener la robustez del Sistema, pero no precisa cómo se determinará el plazo máximo de entrada en operación de nuevas instalaciones ni contempla explícitamente la necesidad de una evaluación económica. Esto genera incertidumbre respecto a la factibilidad temporal de las medidas y limita la justificación técnica-económica de la selección final. Se propone complementar el artículo para que: - Se explicite la forma en que se determinará el plazo máximo de entrada en operación de nuevas instalaciones, explicitando de ser necesario el año a partir del cual la medida debe ser licitada. - Se incorpore un análisis económico que	"La selección de alternativas para robustecer el sistema deberá realizarse bajo un enfoque de neutralidad tecnológica, considerando todas las opciones y tecnologías disponibles en el mercado que, al momento de la ejecución del Estudio, puedan contribuir a la robustez del SI. El Coordinador deberá fundamentar el plazo máximo de entrada en operación de nuevas instalaciones, de acuerdo con criterios técnicos y regulatorios. Asimismo, la selección de medidas deberá incluir una evaluación del impacto económico, de manera de justificar la eficiencia relativa de cada alternativa en términos de beneficios sistémicos y costos asociados. Las medidas identificadas deberán	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			permita justificar la eficiencia de la selección de medidas, asegurando que las soluciones propuestas no solo aporten robustez técnica, sino también eficiencia económica de mediano y largo plazo. - Se precise que la selección deberá realizarse bajo un enfoque de neutralidad tecnológica, considerando todas las opciones y tecnologías disponibles en el mercado. - Se establezca que las medidas identificadas deberán implementarse a través de la normativa y procesos de Servicios Complementarios, garantizando consistencia regulatoria.	implementarse conforme a la normativa y procesos de Servicios Complementarios, asegurando su adecuada integración en la operación del sistema.”		
488	Generadoras de Chile A.G.	3-11	En el inciso 5, si bien se establece un criterio de priorización, no se incorpora explícitamente un criterio de eficiencia económica en la selección de medidas. En el inciso 6, la referencia al Artículo 3-10 parece no corresponder, resultando más adecuada una referencia al Artículo 3-8 (“Determinación de contingencias para cada AfC y AtC”). Con el fin de otorgar mayor claridad y consistencia normativa, se recomienda: - Incorporar explícitamente un criterio de eficiencia económica de mediano y largo plazo en la selección de medidas del inciso 5, junto con el orden de priorización ya establecido. - Corregir la referencia normativa del inciso 6, ya que por el contexto corresponde que el proceso se vincule con el Artículo 3-8 (conjunto de contingencias) y no con el Artículo 3-10.	(...) "Para estos efectos, la selección de medidas deberá realizarse siguiendo el orden de priorización y bajo un criterio de eficiencia económica de mediano y largo plazo, ambos establecidos en el Artículo 3-12 del presente Anexo.” (...) "Si se verifica el cumplimiento de dichos criterios, el proceso continúa con la simulación de la siguiente contingencia dentro del conjunto definido en el Artículo 3-8 del presente Anexo."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
489	Generadoras de Chile A.G.	3-12	En el literal a) no queda claro si la incorporación de Control de Tensión, tal como se describe, corresponde a una instrucción emitida por el Coordinador. En caso afirmativo, surgen dudas respecto de las remuneraciones asociadas a las inversiones necesarias para cumplir con dicha instrucción, así como sobre la eventual necesidad de presentar nuevas solicitudes de reconocimiento si no existe un mecanismo explícito de remuneración. Adicionalmente, el orden de priorización establecido no considera expresamente el impacto en los costos de operación del sistema que podrían derivarse de la implementación de medidas del Grupo 2t. En ciertos casos, estas medidas pueden resultar más costosas en términos operativos que alternativas del Grupo 3t, que si bien se conciben como excepcionales, pueden ofrecer soluciones más eficientes técnica y económicamente sin comprometer la seguridad ni la calidad del servicio. Si bien los mecanismos de remuneración de los Servicios Complementarios no deben establecerse en la NTSyCS ni en sus anexos, resulta relevante que el marco normativo entregue señales regulatorias adecuadas que permitan a los actores adaptarse a las nuevas necesidades operativas. La falta de claridad sobre los incentivos o el reconocimiento de funcionalidades adicionales, como el Control de Tensión, puede generar incertidumbre respecto a las inversiones necesarias. Por otra parte, una aplicación rígida del orden de priorización entre grupos de medidas puede conducir a ineficiencias, limitando soluciones más costo-eficientes.	“a) Grupo 1t – Servicios Complementarios con recursos existentes: el análisis deberá comenzar considerando las medidas asociadas a recursos técnicos e infraestructura actualmente disponibles en el SI que estén habilitados para la prestación de Servicios Complementarios que contribuyan a mejorar la Fortaleza del AtC en la que se haya verificado un incumplimiento normativo. Entre estas medidas se podrán incluir, entre otras: la incorporación de Control de Tensión, o la participación de las correspondientes IBR. En caso de que la incorporación de estas funcionalidades requiera inversiones adicionales sobre recursos existentes, el Coordinador deberá explicitar si tales medidas corresponden a instrucciones de implementación, resguardando la debida coherencia con los mecanismos de remuneración vigentes y evitando la generación de incertidumbres que puedan afectar la disposición de recursos o nuevas solicitudes.” (...) “No obstante el orden de priorización definido en el presente artículo, en aquellos casos en que la aplicación de medidas del Grupo 2t genere un incremento relevante en los costos de operación del sistema eléctrico, y existan medidas del Grupo 3t que permitan cumplir con los criterios normativos de robustez sin comprometer la seguridad ni la calidad de servicio, el Coordinador podrá priorizar estas últimas por sobre las del Grupo 2t. La decisión deberá ser debidamente fundamentada mediante antecedentes técnicos y económicos, los cuales deberán ser publicados junto con los resultados del Estudio.”	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
490	Generadoras de Chile A.G.	3-12	Repite la potestad de aplicar restricciones operacionales, pero la segunda no da cuenta de la existencia de una prelación en la ejecución de medidas. Eliminar la segunda.	Eliminar el inciso siguiente "El Coordinador podrá considerar la aplicación de restricciones operacionales en el AtC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. ".	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 410.
491	Generadoras de Chile A.G.	3-13	Al igual que el Artículo 3-9, este artículo solo menciona la frecuencia mínima como indicador de desempeño dinámico de robustez de frecuencia, omitiendo toda referencia al RoCoF (Rate of Change of Frequency). La tasa de cambio de frecuencia es extremadamente importante en condiciones de baja inercia, pues permite capturar dinámicas rápidas y riesgos de inestabilidad que la frecuencia mínima por sí sola no refleja. El Artículo 5-74 de la NTSyCS considera simultáneamente la frecuencia mínima y el RoCoF como indicadores de robustez de frecuencia, lo que genera inconsistencia regulatoria si no se incorporan ambos en este artículo. La omisión del RoCoF podría inducir interpretaciones incompletas y afectar la correcta evaluación de la robustez del sistema frente a contingencias. Por lo tanto: - Resulta necesario alinear este artículo con lo ya establecido en la NTSyCS, incorporando expresamente al RoCoF como indicador normativo. - La inclusión explícita de ambos indicadores entregará certeza regulatoria sobre los criterios que el Coordinador debe aplicar en el estudio y reducirá la discrecionalidad en la interpretación del alcance del análisis.	(...) “Junto a lo anterior, los indicadores de desempeño dinámico a utilizar en este caso son la frecuencia mínima y el RoCoF, de acuerdo con lo definido en el Artículo 5-76 de la NTSyCS.”	Se acoge parcialmente	Se precisa redacción en línea con lo indicado por el comentario.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
492	Generadoras de Chile A.G.	3-13	El orden de priorización definido en el Artículo 3-13 establece la secuencia de medidas a aplicar entre los Grupos 1f, 2f y 3f, pero no considera de manera explícita el impacto en los costos de operación del sistema que podrían derivarse de la implementación de medidas del Grupo 2f. En determinados casos, dichas medidas podrían implicar mayores costos operativos que alternativas incluidas en el Grupo 3f, las cuales, si bien se consideran excepcionales, pueden resultar más eficientes desde un punto de vista técnico-económico sin comprometer la seguridad ni la calidad del servicio. La omisión de este criterio puede limitar la flexibilidad del Coordinador para seleccionar medidas más costo-eficientes. Si bien es razonable mantener una estructura de priorización que dé preferencia a las medidas menos disruptivas, resulta necesario otorgar al Coordinador un margen de evaluación técnica y económica. Esto permitiría que, en situaciones justificadas, se consideren medidas del Grupo 3f por sobre las del Grupo 2f, asegurando un equilibrio adecuado entre robustez, seguridad y eficiencia de costos en la operación del sistema eléctrico.	No obstante lo establecido en el presente artículo, en aquellos casos en que la implementación de medidas del Grupo 2f implique un incremento relevante en los costos de operación del sistema eléctrico, y existan medidas del Grupo 3f que permitan cumplir con los criterios normativos de robustez sin afectar la seguridad ni la calidad del servicio, el Coordinador podrá priorizar estas últimas por sobre las del Grupo 2f. Esta decisión deberá ser debidamente fundamentada mediante antecedentes técnicos y económicos.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
493	Generadoras de Chile A.G.	3-14	Según lo señalado en el Anexo y la NTSyCS, la definición de área débil queda sujeta al estudio anual del Coordinador, utilizando una metodología iterativa que prioriza la relación costo-beneficio de las medidas para aumentar la fortaleza. Esta aproximación resulta poco práctica para coordinados y desarrolladores de proyectos, considerando que la calificación de un área como débil define los requerimientos mínimos exigibles a los nuevos proyectos. Por lo tanto, se solicita que dicha determinación se fundamente en métricas cuantitativas, claras y estandarizadas (como SCR, X/R, RoCoF, dP/dV, dQ/dV), que entreguen mayor certeza	"La determinación de áreas débiles deberá realizarse sobre la base de métricas técnicas objetivas y estandarizadas. Para estos efectos, el Coordinador deberá considerar como referencia, entre otros indicadores, métricas tales como SCR, X/R, RoCoF, dP/dV y dQ/dV, así como otros parámetros técnicos que resulten pertinentes según la evolución del sistema. La aplicación de dichas métricas deberá realizarse de manera transparente, asegurando criterios mínimos de referencia."	No se acoge	El enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez y la clasificación de red débil se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. Por esta razón, el enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. No obstante lo anterior, se incluye la posibilidad

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			regulatoria y puedan ser utilizadas de forma amplia y anticipada por los agentes. En este sentido, se solicita que la determinación de áreas débiles se base en métricas técnicas objetivas y estandarizadas, que entreguen transparencia y predictibilidad a los agentes, asegurando consistencia con buenas prácticas internacionales.			de que el Coordinador incluya indicadores de desempeño adicionales cuando estos resulten pertinentes para la evaluación del desempeño dinámico del sistema.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
494	Generadoras de Chile A.G.	5-1	Se considera necesario subdividir las áreas de Norte Grande y Norte Chico, de modo que se alineen con las áreas que define el Coordinador en su Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva: Norte Grande: Subárea Norte-Centro: desde SS/EE O'Higgins y Laberinto 220 kV hacia el norte. Subárea Sur: incluye SS/EE Andes 220 kV, Nueva Zaldívar 220 kV, Domeyko 220 kV, Monte Mina 220 kV y Puri 220 kV. Norte Chico: Subárea Norte: subsistema 220 kV y 110 kV entre SS/EE Paposo, Illapa y Cumbre. Subárea Centro-Sur: sistemas de 500 kV, 220 kV y 110 kV comprendidos entre S/E Parinas 500 kV y S/E Illapa 220 kV (por el norte) y S/E Polpaico 500 kV y SS/EE Centella y Los Vilos 220 kV (por el sur). Se solicita que el artículo otorgue un valor preliminar de red débil o fuerte a cada una de estas áreas coherentes. En particular, se propone que las Áreas Norte Grande y Norte Chico y sus subáreas se consideren preliminarmente como redes débiles, dada su alta sensibilidad en términos de robustez. Finalmente, se considera relevante que el primer y segundo Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN incorporen un horizonte de evaluación extendido al menos hasta 2031, con el fin de reflejar los impactos derivados de la entrada en operación del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre.	"Áreas de Tensión Coherente: 2.1. Área Norte Grande: subdividida en Subárea Norte-Centro (desde SS/EE O'Higgins y Laberinto 220 kV hacia el norte) y Subárea Sur (SS/EE Andes 220 kV, Nueva Zaldívar 220 kV, Domeyko 220 kV, Monte Mina 220 kV y Puri 220 kV). 2.2. Área Norte Chico: subdividida en Subárea Norte (subsistema de 220 kV y 110 kV entre SS/EE Paposo, Illapa y Cumbre) y Subárea Centro-Sur (sistemas de 500 kV, 220 kV y 110 kV entre S/E Parinas 500 kV y S/E Illapa 220 kV, por el norte, y S/E Polpaico 500 kV y SS/EE Centella y Los Vilos 220 kV, por el sur). 2.3. Área Centro Sur: 2.3.1. Área Centro Sur 500 kV: de S/E Polpaico hasta S/E Charrúa 500 kV. 2.3.2. Área Quinta Región: entre SS/EE Quillota 110 kV, Las Vegas 110 kV, Alto Melipilla 200/110 kV, y Agua Santa 220 kV. 2.3.3. Área Centro Sur 220 kV: entre SS/EE Nogales y Charrúa. 2.3.4. Área Centro Sur 154 kV: entre SS/EE Alto Jahuel y Charrúa. 2.4. Área Concepción: de S/E Charrúa 220 kV y 154 kV hacia el área de Concepción. 2.5. Área Sur: de S/E Charrúa 220 kV al sur. Las áreas 2.1 y 2.2 y sus subáreas serán preliminarmente consideradas como redes débiles. Adicionalmente, el primer y segundo Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN deberán considerar un horizonte de evaluación que se extienda, al menos, hasta el año 2031, con el objetivo de visualizar adecuadamente las repercusiones sobre el SEN	Se acoge parcialmente	Se estima necesaria la realización de una primera versión del estudio para poder dar una calificación adecuada y representativa de su comportamiento dinámico a las respectivas zonas propuestas en el presente Artículo. Por lo que no se recomienda dar una calificación inicial. Por otro lado, se actualiza el horizonte del estudio, contemplando hasta 5 años, lo cual permitiría la consideración del enlace HVDC Kimal - Lo Aguirre dentro de la primera versión del Estudio.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				derivadas de la entrada en operación del enlace HVDC Kimal - Lo Aguirre.”		
507	Sonnedix Chile Holding SpA	1-7	Se sugiere ampliar el plazo para observaciones a 15 días para efectos de revisar y eventualmente contratar consultores especializados para la revisión del informe	El Coordinador elaborará una versión preliminar del Estudio el cual será publicado en su sitio web para que los interesados realicen sus observaciones, en el formato y plazo que establezca el Coordinador. El plazo de observaciones deberá ser de, al menos, 15 días	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Publicación del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
508	Sonnedix Chile Holding SpA	1-8	Se sugiere ampliar el plazo para presentar discrepancias a 15 días luego de la publicación del informe. Para otros informes como el de la planificación de la transmisión tienen un plazo de 15 días.	Los Coordinados podrán someter al dictamen del Panel de Expertos sus discrepancias respecto de los resultados del Estudio, o sus respectivas actualizaciones, dentro de los 15 días hábiles siguientes a la publicación o actualización del Estudio por parte del Coordinador.	No se acoge	Se elimina el Artículo 1-9, pues, resulta redundante con lo establecido en el Artículo 60 del Decreto Supremo N°52, de 2018, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
509	Sonnedix Chile Holding SpA	3-1	El horizonte de 3 años es escaso en caso de que se verifique la necesidad de nueva infraestructura, por lo que se sugiere establecer 5 años como mínimo de horizonte para el estudio.	El Estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, cinco años, incluyendo el estado actual del sistema (año $T0$), así como su proyección para los años $T1$, $T2$ y $T3$. La proyección deberá considerar, al menos, lo siguiente:	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Horizonte de evaluación del estudio".
510	Sonnedix Chile Holding SpA	3-10	Se sugiere cambiar redacción. No solo se debe contribuir a la robustez del SI, sino que las medidas deberían apuntar a cumplir con los estándates de la NT.	Para el desarrollo del análisis establecido en el Artículo 3-11 y Artículo 3-13 del presente Anexo, el Coordinador deberá identificar, para cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio, el conjunto de todas las posibles medidas que ~~puedan contribuir a la Robustez del SI~~ permitan cumplir con los estándares definidos en la NTSyCS.	Se acoge parcialmente	Se precisa redacción del artículo en el tenor de ser más específico al cumplimiento normativo de Robustez de frecuencia y tensión.
511	Sonnedix Chile Holding SpA	3-10	Se sugiere incluir un análisis económico de las medidas propuestas, en términos de los costos de inversión y de operación que tendrá la medida, así como beneficios sistémicos.	El conjunto final de medidas a considerar en el Estudio deberá clasificarse según: i.Tipo de aporte a la Robustez que realizan (frecuencia, tensión o ambas); ii.Año a partir del cual la medida puede ser aplicada; y, iii.Área del SI en la que la medida impacta: AtC, en el caso de medidas dirigidas a mejorar la Fortaleza; y AfC, en el caso de medidas orientadas a mejorar la Robustez de Frecuencia. En aquellos casos en que una medida contribuya simultáneamente a la Robustez de Frecuencia y de tensión, se deberá identificar explícitamente tanto el AtC como el AfC en las cuales dicha medida tiene efecto. iv. Análisis económico de los costos y beneficios de las medidas analizadas.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
512	Sonnedix Chile Holding SpA	4-1	Se sugiere establecer un mecanismo de revisión de la efectividad de las medidas implementadas. Es decir, en caso de haber establecido ciertas medidas operativas, restricciones o incluso establecimiento de nueva infraestructura, se sugiere que el CEN analice periodicamente si estas han sido efectivas, o ya no son necesarias, o podrían adelantarse, o podrían existir medidas menos con menores costos para el sistema, entre otros aspectos, todo esto a la luz de las condiciones reales del sistema.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
520	Cerro Dominador CSP S.A.	3-12	El artículo faculta al Coordinador para aplicar restricciones operacionales como medida para cumplir con los estándares de Robustez cuando otras soluciones no sean suficientes (letra a) y b) del artículo en referencia). Al respecto, solicitamos que se clarifiquen los siguientes aspectos fundamentales para la operación y viabilidad de las centrales IBR, CRCA y SAE: **Temporalidad y Naturaleza de las Restricciones:** ¿Se debe entender que estas restricciones operacionales podrían traducirse en límites de inyección de potencia máxima para ciertas centrales, cuya vigencia sería revisada anualmente en función de los resultados del Estudio de Requerimiento de Robustez? **Criterios de Aplicación y Despacho:** En caso de ser necesario aplicar dichas restricciones, ¿se establecerá una jerarquía o lista de mérito técnica para la asignación de las mismas? Específicamente, ¿se priorizará el despacho de las centrales que más contribuyen a la robustez del sistema, distinguiendo entre las capacidades de IBR GFM, IBR GFL, CRCA y SAE? Adicionalmente, dentro de las IBR GFL, ¿se subclasificará y priorizará a aquellas que cumplan total o parcialmente con las nuevas	Se propone incluir un inciso adicional al artículo en cuestión, en el cual se detalle la siguiente propuesta: Las restricciones operacionales que se definan en virtud del presente literal podrán consistir en límites a la inyección máxima de potencia de centrales generadoras, los cuales serán determinados anualmente en el Estudio de Requerimientos de Robustez y serán aplicables para los Modos de Operación Representativos en que se identifique el déficit de Fortaleza. La aplicación de dichas restricciones se realizará siguiendo un criterio de mérito técnico, priorizando la operación de aquellas instalaciones que aporten en mayor medida a la robustez del sistema. Para ello, se establecerá una jerarquía que favorecerá, en el siguiente orden, a las instalaciones con capacidad: 1°) IBR GFM, 2°) IBR GFL que cumplan con la totalidad de las exigencias del Título 4 del Anexo Técnico de IBR, y 3°) IBR GFL con cumplimiento parcial o nulo de dichas exigencias.	No se acoge	El objetivo del Estudio es analizar la Robustez del SI, en el corto y mediano plazo, en función de su desempeño dinámico durante contingencias. En este contexto, es importante señalar que el conjunto de potenciales medidas que se deriven del Estudio no tienen carácter vinculante y no darán lugar, por sí mismas, a procesos de licitación de nueva infraestructura ni a la incorporación de restricciones operacionales a IBR. Los resultados del Estudio de Análisis de Robustez , incluyendo las posibles medidas para robustecer el SI, constituirían un insumo técnico para efectos de la planificación del SI, incluyendo el Estudio de Servicios Complementarios, el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión, entre otros. Con el fin de precisar estos puntos, se modifica la redacción del Artículo 1-4 donde se presentan los objetivos del Estudio.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			exigencias de control del Título 4 del AT IBR? La definición de estos criterios es esencial para que los titulares de instalaciones puedan valorar adecuadamente las inversiones en nuevas capacidades de control y entender cómo su desempeño técnico impactará su despacho real en zonas de red débil.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
521	Cerro Dominador CSP S.A.	3-13	El artículo faculta al Coordinador para aplicar restricciones operacionales como medida para cumplir con los estándares de Robustez cuando otras soluciones no sean suficientes (letra a) y b) del artículo en referencia). Al respecto, solicitamos que se clarifiquen los siguientes aspectos fundamentales para la operación y viabilidad de las centrales IBR, CRCA y SAE: **Temporalidad y Naturaleza de las Restricciones:** ¿Se debe entender que estas restricciones operacionales podrían traducirse en límites de inyección de potencia máxima para ciertas centrales, cuya vigencia sería revisada anualmente en función de los resultados del Estudio de Requerimiento de Robustez? **Criterios de Aplicación y Despacho:** En caso de ser necesario aplicar dichas restricciones, ¿se establecerá una jerarquía o lista de mérito técnica para la asignación de las mismas? Específicamente, ¿se priorizará el despacho de las centrales que más contribuyen a la robustez del sistema, distinguiendo entre las capacidades de IBR GFM, IBR GFL, CRCA y SAE? Adicionalmente, dentro de las IBR GFL, ¿se subclasificará y priorizará a aquellas que cumplan total o parcialmente con las nuevas exigencias de control del Título 4 del AT IBR? La definición de estos criterios es esencial para que los titulares de instalaciones puedan valorar adecuadamente las inversiones en nuevas capacidades de control y entender cómo su desempeño técnico impactará su despacho real en zonas de red débil.	Se propone incluir un inciso adicional al artículo en cuestión, en el cual se detalle la siguiente propuesta: Las restricciones operacionales que se definan en virtud del presente literal podrán consistir en límites a la inyección máxima de potencia de centrales generadoras, los cuales serán determinados anualmente en el Estudio de Requerimientos de Robustez y serán aplicables para los Modos de Operación Representativos en que se identifique el déficit de Robustez. La aplicación de dichas restricciones se realizará siguiendo un criterio de mérito técnico, priorizando la operación de aquellas instalaciones que aporten en mayor medida a la robustez del sistema. Para ello, se establecerá una jerarquía que favorecerá, en el siguiente orden, a las instalaciones con capacidad: 1°) IBR GFM, 2°) IBR GFL que cumplan con la totalidad de las exigencias del Título 4 del Anexo Técnico de IBR, y 3°) IBR GFL con cumplimiento parcial o nulo de dichas exigencias.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 520.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
564	Acera A.G.	3-1	El estudio debe considerar un horizonte temporal mínimo de cinco años para identificar de manera adecuada los requerimientos de robustez del sistema eléctrico. Este plazo permite incorporar la entrada en operación de instalaciones que contribuyen a dicha robustez, como los condensadores sincrónicos adjudicados mediante procesos de licitación de SSCC. Dichos procesos, liderados por el Coordinador Eléctrico Nacional, abarcan desde la elaboración de las bases hasta la puesta en servicio de las instalaciones, con una duración estimada superior a tres años. Adicionalmente, un horizonte de cinco años permite alinear el análisis del estudio con el período cubierto por el Plan de Expansión de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía, asegurando coherencia con los instrumentos de planificación energética vigentes.	"El estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, cinco años, incluyendo el estado actual del sistema (año T_0)...	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Horizonte de evaluación del estudio".
565	Acera A.G.	3-10	La revisión de alternativas para mantener Robustez del Sistema debe contar no sólo con análisis técnico. También debe contar con una análisis económico que permita justificar la eficiencia de la selección de una alternativa en particular para mantener o mejorar la robustez sistémica.	Para la selección de alternativas indicadas en la letra b), el Coordinador deberá adoptar un enfoque de neutralidad tecnológica, considerando todas las opciones y tecnologías disponibles en el mercado que, al momento de la ejecución del Estudio, puedan contribuir a la Fortaleza o Robustez de Frecuencia del SI. **La selección de alternativas debe contar adicionalmente un respaldo de análisis económico que demuestra los beneficios sistémicos por reducción de costos de abastecimiento y/o optimización en la operación de los SSCC producto de la incorporación de las alternativas tecnológicas. El Estudio debe también incluir una recomendación respecto al mecanismo para la materialización del proyecto, ya sea vía licitación o instrucción de instalación directa para la prestación del SSCC.**	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
566	Acera A.G.	3-10	Los resultados del estudio de robustez de red, y en particular las medidas destinadas a fortalecer el Sistema Interconectado, constituyen criterios de seguridad del propio sistema. En consecuencia, corresponde que dichas medidas se implementen a través de la normativa y procesos de Servicios Complementarios, conforme a lo establecido en ella. Esto aplica tanto a las acciones que involucren el uso de recursos de Servicios Complementarios como a la definición de parámetros operacionales para las instalaciones conectadas al SI, asegurando así su adecuada integración en la operación del sistema.	"Para la selección de alternativas de indicadas en la letra b), el Coordinador deberá adoptar un enfoque de neutralidad tecnológica, considerando todas las opciones y tecnologías disponibles en el mercado que, al momento de la ejecución del Estudio, puedan contribuir a la Fortaleza o Robustez de Frecuencia del SI. **Estas alternativas deberán aplicarse conforme a lo establecido en la la normativa y procesos asociados a la provisión de Servicios Complementarios.**"	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
567	Acera A.G.	3-12	El artículo indica que el Coordinador podrá establecer restricciones operacionales en el AtC en que se haya verificado el cumplimiento normativo. En tal sentido, mas alla del resutio de robustez, es importante que restricciones aplicadas por el CEN en la operacion sean respaldadas mediante estudios especificos y que estos sean publicos mediante las minutas de operación.	En todos los casos, el Coordinador deberá justificar técnica y fundadamente la necesidad de dichas restricciones, y documentar la decisión en el Estudio. **En la operación del sistema, estas restricciones deberan ser validadas en sus minutas operacionales.**	No se acoge	No se estima necesario agregar lo solicitado, ya que el conjunto de potenciales medidas que se deriven del Estudio no tienen carácter vinculante y no darán lugar, por sí mismas, a procesos de licitación de nueva infraestructura ni a la incorporación de restricciones operacionales a centrales IBR. Los resultados del Estudio de Robustez, incluyendo las posibles medidas para robustecer el SI, constituirían un insumo técnico para efectos de la planificación del SI, incluyendo el Estudio de Servicios Complementarios, el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión, entre otros.
568	Acera A.G.	5-1	Se sugiere incorporar por normativa una revision de este anexo técnico despues de 2 años de su publicación en el Diario Oficial, con el objeto de evaluar el cumplimiento de sus objetivos en la seguridad del sistema y evaluar mejoras que pudieran ser implementadas previo estudio de diagnostico encargado a una empresa consultoras. De esta forma se podrán incorporar mejoras a partir del conocimiento practico de esta herramienta.	Despues de 2 años desde la publicación en el Diario Oficial, la CNE abrirá un proceso de revisión de este anexo tecnico, para lo cual deberá elaborar un estudio de diagnostico a una empresa consultora externa.	No se acoge	Cabe destacar que, el proceso de modificación de la NTSyCS concluirá con la revisión integral de la Norma Técnica, cuyo proyecto de modificación de norma técnica será sometido a Consulta Pública en una etapa posterior, conforme al Plan Normativo aprobado mediante la Resolución Exenta N°618 de 2023.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
613	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	1-4	Se indica: “Para efectos de este Estudio, la Robustez se medirá en base al desempeño dinámico del SI durante contingencias, utilizando los indicadores de desempeño definidos en el Artículo 3-9 del presente Anexo.” En general la robustez del sistema es un aspecto multifactorial, que se evalúa considerando diversos aspectos y no puede ser sintetizada sólo en un índice.	Se sugiere eliminar el párrafo: “Para efectos de este Estudio, la Robustez se medirá en base al desempeño dinámico del SI durante contingencias, utilizando los indicadores de desempeño definidos en el Artículo 3-9 del presente Anexo.” y dejar solamente: “El objetivo del Estudio es identificar los requerimientos mínimos de Robustez de Frecuencia y Tensión con los que debe contar el SI para garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad establecidos en la NTSyCS.” De esa forma se permite a los grupos de interés considerar de manera más apropiada, y ajustada al contexto, múltiples factores que pueden contribuir a ser concluyentes respecto del estado de la robustez del sistema.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 289.
614	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	1-5	En el Artículo 1-5 se indica: “A efectos de verificar el cumplimiento de los estándares de Robustez definidos en la NTSyCS, el Estudio deberá considerar un conjunto de medidas orientadas a robustecer el SI. Dicho conjunto podrá incluir cuatro tipos de medidas, clasificadas de la siguiente forma: a) Servicios Complementarios con recursos existentes: Servicios complementarios prestados en base a recursos e infraestructura existentes en el SI. b) Ajuste de parámetros de control en IBR. c) Servicios Complementarios con nuevos recursos: Servicios complementarios basados en nuevos recursos e infraestructura que podrían ser incorporados al SI. d) Restricciones operacionales, si corresponde.“ Se sugiere agregar una quinta medida: e) Ajuste a parámetros de control de sistemas SVC y FACTs.	Se sugiere agregar una quinta medida: e) Ajuste a parámetros de control de sistemas SVC y FACTs.	No se acoge	En la nueva versión del Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez del SEN, se ajustan las medidas del tipo "ajuste de parámetros" debido a que, en el sentido estricto, el propósito de dichas medidas no es robustecer el sistema, sino reducir los riesgos de inestabilidad local en IBR. Sin perjuicio de lo anterior, se incorporan las medidas relativas al ajuste de los modos de operación de GFL a GFM y la priorización de corriente activa o reactiva, según corresponda.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
615	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	1-7	En el Artículo 1-7 se indica: “El Coordinador elaborará una versión preliminar del Estudio el cual será publicado en su sitio web para que los interesados realicen sus observaciones, en el formato y plazo que establezca el Coordinador. El plazo de observaciones deberá ser de, al menos, 10 días.” Se sugiere: Dado la posible complejidad del estudio, se sugiere definir un plazo de 15 días hábiles. También se sugiere definir un plazo para que el Coordinador publique, una vez recibidas las observaciones, el informe final. Se sugiere un plazo de 15 días hábiles. Adicionalmente se sugiere que la publicación del informe no coincida con la fecha en que el Coordinador publica a mediados de año una serie de informes asociados a SSCC.	“El Coordinador elaborará una versión preliminar del Estudio el cual será publicado en su sitio web para que los interesados realicen sus observaciones, en el formato y plazo que establezca el Coordinador. El plazo de observaciones deberá ser de, al menos, 15 días hábiles. El Coordinador procurará que el Estudio no coincida con la publicación con los informes y estudios asociadoa a SSCC.”	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Publicación del estudio de robustez".
616	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	En el Artículo 3-1 se indica: “El Estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, tres años” Dado que en el periodo de evaluación del estudio se pueden desarrollar en escala miles de MW de generación basada en inversores, de los cuales al momento de desarrollo del estudio se desconocerá los atributos de los inversores y sus controladores, no tiene sentido calcular el Índice de Desempeño Dinámico propuesto en el Artículo 5-75 de la NT. Su determinación carece de sentido práctico teniendo en consideración también los aspectos de gestión de base de datos y eventual desarrollo de una base de datos validada para estudios EMT.	Se sugiere indicar que el análisis que realice el Coordinador debe ponderar adecuadamente la incertidumbre asociada a las unidades que se encuentran en construcción u otras que se incorporen en la evaluación en el horizonte de evaluación, de las cuales se desconoce el detalle del inversor y su controlador. De manera complementaria, el análisis que realice el Coordinador debe indicar claramente la especificación de las unidades grid forming que considere en la evaluación	No se acoge	Al igual que todo estudio que analiza las necesidades de un sistema eléctrico en el futuro, los supuestos asociados a la expansión de la red están sujetos a incertidumbres inevitables. Sin embargo, el propósito del Estudio no es predecir con certeza el comportamiento dinámico futuro del sistema, sino estimar de manera razonable su evolución esperada en términos de robustez, identificando tendencias y posibles zonas débiles. De esta forma, no se requiere contar con modelos detallados ni validados de futuras instalaciones, sino únicamente con información representativa que permita evaluar la evolución de la robustez del sistema. En este sentido, el horizonte evaluado se considera adecuado, ya que permite anticipar cambios relevantes en la configuración del sistema, como incorporaciones de generación, retiros o refuerzos de red, con un grado razonable de certeza, de acuerdo con los plazos típicos de los procesos de planificación eléctrica.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
						En cuanto a la observación del Índice de Desempeño propuesto, es importante destacar que éste se calcula a través de simulaciones dinámicas a frecuencia fundamental (RMS) y no en base a simulaciones EMT.
617	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	"En caso de que la información técnica disponible de las instalaciones sea insuficiente para su adecuada modelación, el Coordinador podrá solicitar a los Coordinados los antecedentes técnicos que requiera para dichos fines." Lo anterior se debe ponderar adecuadamente en el caso de unidades declaradas en construcción, porque es posible que información detallada sobre el inversor y sus controladores no esté disponible. Se debe considerar también que unidades declaradas en construcción, si no pertenecen a agentes Coordinados, no son Coordinados.	"En caso de que la información técnica disponible de las instalaciones sea insuficiente para su adecuada modelación, el Coordinador podrá solicitar a los Coordinados y/o empresas propietaria de proyectos en desarrollo o construcción los antecedentes técnicos que requiera para dichos fines."	No se acoge	No se estima necesaria la indicación propuesta, ya que solicitar información técnica de instalaciones es parte de las facultades del Coordinador definidas de acuerdo con la normativa vigente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
618	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-2	En el Artículo 3-2 se describe brevemente la metodología para el desarrollo del estudio. Tal como está conceptualizado el estudio se enfoca en el análisis de un factor (IDD) propuesto por la CNE en la NTSyCS. La robustez del sistema es un aspecto multifactorial, que se evalúa considerando diversos aspectos y no puede ser sintetizada sólo en un índice. Por ejemplo, un aspecto importante en la robustez del sistema eléctrico cuando se encuentra en Estado de Emergencia tiene relación a la definición de variaciones normales de generación y demanda (Artículo 5-51) y su interacción con posibles vulnerabilidades emergentes del sistema. Dicho aspecto, con la metodología propuesta, no estaría siendo tratado en el Estudio de Robustez y es un aspecto central que define la robustez del sistema para enfrentar una situación de Estado de Emergencia. Otro aspecto importante tiene relación a la definición de reserva de control primario de frecuencia distribuido o sistémico, sin importar como esté distribuido a lo largo del sistema eléctrico nacional. Luego, dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.	Eliminar el Artículo 3-2 o en su defecto dejar la metodología propuesta de manera referencial para que el CEN defina el proceso y metodología	No se acoge	Efectivamente, la robustez de un sistema eléctrico se ve afectada por diversos aspectos operacionales y estructurales del sistema. Por esta razón, para efectos del Estudio se adopta un enfoque en el cual la robustez se evalúa en función del desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en base a indicadores estáticos tipo SCL, que no permiten cuantificar adecuadamente la robustez frente a altos niveles de IBR. De esta forma, se integran de manera integral los distintos factores que inciden en la robustez, como la inercia, los recursos para el control de frecuencia y tensión de red, y la respuesta dinámica de las distintas instalaciones y sus controladores, incluyendo IBR, generadores, entre otros, dentro de un marco de evaluación común. En atención a la observación que señala que "es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación", se modifica la redacción del Artículo 1-4 donde se establecen los objetivos del Estudio. Sin embargo, no se elimina el Artículo 3-2 (con la metodología del Estudio) ya que el propósito del presente Anexo es precisamente establecer una metodología clara y replicable para la realización del Estudio, evitando interpretaciones diferentes sobre la realización del mismo. En este sentido, no se busca otorgar flexibilidad regulatoria en el análisis de robustez.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
619	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-5	En el Artículo 3-5 se indica: “La cantidad de Modos de Operación Representativos deberá definirse en función del error de agrupamiento.” Luego, dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.	se sugiere eliminar el párrafo: “La cantidad de Modos de Operación Representativos deberá definirse en función del error de agrupamiento.”	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".
620	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-6	En el Artículo 3-6 se definen dos indicadores de robustez: 1. Sensibilidad de la tensión con respecto a variaciones en los flujos de potencia reactiva por barra 2. Inercia sincrónica equivalente por barra: Luego, dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.	Donde dice: “A efecto de identificar las áreas coherentes el Coordinador deberá utilizar los siguientes indicadores:” Reemplazar por “A efecto de identificar las áreas coherentes el Coordinador deberá utilizar al menos los siguientes indicadores:” Adicionalmente, al final del artículo se sugiere agregar: Tanto el Coordinador como los Coordinados, estos últimos mediante sus observaciones, podrán proponer otros indicadores de robustez alineados con los objetivos del Estudio.	No se acoge	Se modifica la redacción del Artículo 1-4 donde se establecen los objetivos del Estudio. Sin embargo, no se elimina el Artículo 3-2 (con la metodología del Estudio) ya que el propósito del presente Anexo es precisamente establecer una metodología clara y replicable para la realización del Estudio, evitando interpretaciones diferentes sobre la realización del mismo. En este sentido, no se busca otorgar flexibilidad regulatoria en el Estudio de Análisis de Robustez.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
621	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-8	En el Artículo 3-8 se indica: "Adicionalmente, el Coordinador podrá incorporar, justificadamente, otras Contingencias Simples en una o más áreas coherentes, en función de analizar la Robustez de dichas áreas." Para analizar la robustez del sistema es posible que sea necesario analizar otro tipo de contingencias, en el contexto de las contingencias y sus severidades definidas en la NTSyCS.	Cambiar el párrafo: "Adicionalmente, el Coordinador podrá incorporar, justificadamente, otras Contingencias Simples en una o más áreas coherentes, en función de analizar la Robustez de dichas áreas." Por lo siguiente: "Adicionalmente, el Coordinador podrá incorporar, justificadamente, otras Contingencias en función de analizar la Robustez del Sistema Interconectado Nacional."	No se acoge	En el contexto del Estudio de Análisis de Robustez del SEN el Coordinador deberá evaluar contingencias simples de la severidad adecuada para el análisis realizado. Los instrumentos para analizar contingencias críticas o extremas se analizan mediante los SSCC correspondientes conforme a la normativa vigente.
622	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-9	En el Artículo 3-9, respecto de indicadores de desempeño dinámico, se indica: "El análisis técnico de la Robustez deberá basarse en indicadores de desempeño dinámico que permitan evaluar la respuesta del SI proyectado frente al conjunto de contingencias definidas según el Artículo 3-8 del presente Anexo. Dichos indicadores deberán ser aplicados en cada una de las fases de análisis descritas en el Artículo 3-11 y Artículo 3-13 del presente Anexo, según corresponda. Los indicadores de desempeño serán, al menos, los siguientes: i Indicador de Fortaleza: índice de desempeño dinámico, calculado para cada contingencia de las AtC conforme a lo establecido en el Artículo 5-75 de la NTSyCS. ii Indicador de Robustez de Frecuencia: frecuencia mínima calculada para cada contingencia de las AfC conforme a lo establecido en el Artículo 5-76 de la NTSyCS."	Ajustar a criterios definidos en la NTSyCS de la siguiente manera: "El análisis técnico de la Robustez deberá basarse en indicadores de desempeño que permitan evaluar la respuesta del SI proyectado frente al conjunto de contingencias definidas según el Artículo 3-8 del presente Anexo. Para evaluar el desempeño del sistema, se debe considerar al menos lo siguiente: a.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] deberá ser igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms]. En ningún caso la frecuencia podrá descender de 47,5 [Hz]. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema debe ser mayor a 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia. c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] deberá estar dentro del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 295.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
623	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-10	En el Artículo 3-10 se indican dos tipos de medidas para robustecer el sistema. Se sugiere que las medidas indicadas en el Artículo 3-10 sean coherentes con las cuatro medidas listadas en el Artículo 1-5, agregando también la quinta medida que se ha sugerido como parte de las observaciones comentadas anteriormente (Observación 2). Adicionalmente, las medidas no solo deben ser técnicas, sino también económicas, en línea con lo sugerido al Artículo 6-47 de la norma técnica. El Artículo 6-47, letra f, debería establecer que entre los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez se debe incluir un conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica y económica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda.	Reemplazar el texto "Para el desarrollo del análisis establecido en el Artículo 3-11 y Artículo 3-13 del presente Anexo, el Coordinador deberá identificar, para cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio, el conjunto de todas las posibles medidas que puedan contribuir a la Robustez del SI. Dicho conjunto deberá incluir, al menos, las siguientes categorías: a) Todos aquellos recursos técnicos e infraestructura disponibles en el SI que, en el marco de los Servicios Complementarios, estén habilitados para prestar servicios que contribuyan a mejorar la Robustez de Frecuencia o Fortaleza del SI. b) Alternativas de nuevas instalaciones, adecuaciones de instalaciones o nueva infraestructura con el potencial de robustecer Redes Débiles y cuya instalación y entrada en operación sea factible dentro de un plazo máximo del horizonte de evaluación. Para la selección de alternativas de indicadas en la letra b), el Coordinador deberá adoptar un enfoque de neutralidad tecnológica, considerando todas las opciones y tecnologías disponibles en el mercado que, al momento de la ejecución del Estudio, puedan contribuir a la Fortaleza o Robustez de Frecuencia del SI." por el siguiente: "Para el desarrollo del análisis establecido en el Artículo 3-11 y Artículo 3-13 del presente Anexo, el Coordinador deberá identificar, para cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio, el conjunto de todas las posibles medidas que puedan contribuir a la Robustez del SI. Dicho conjunto deberá incluir, al menos,	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				las siguientes categorías indicadas en el Articulo 1-5. Para la selección de alternativas indicadas, el Coordinador deberá realizar una evaluación técnico-económica y adoptar un enfoque de neutralidad tecnológica, considerando todas las opciones y tecnologías disponibles en el mercado que, al momento de la ejecución del Estudio, puedan contribuir a la Fortaleza o Robustez de Frecuencia del SI."		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
624	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-11	En el Artículo 3-11 se presenta un procedimiento metodológico para realizar el análisis de fortaleza y robustez de tensión. Dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.	Reemplazar el texto del Artículo 3-11 por el siguiente: Se debe realizar los análisis de Fortaleza para identificar los requerimientos mínimos que deberá cumplir el SI proyectado, a fin de garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS. Este análisis deberá desarrollarse para cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio en base a simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, utilizando un modelo dinámico del SI proyectado. Para evaluar el desempeño del sistema, se debe considerar al menos lo siguiente: a.) Que se cumpla lo dispuesto en el Artículo 5-31 de la NTSyCS. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] deberá estar dentro del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34. c.) Se verifique el nivel de SRC o ESCR mayor al definido para red débil en la NT. d.) Que la frecuencia mínima de sistema cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. e.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] deberá ser igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms]. En ningún caso la frecuencia podrá descender de 47,5 [Hz]. f.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema debe ser mayor a 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia. Si para una de las contingencias asociadas a	No se acoge	Efectivamente, la Robustez de un sistema eléctrico se ve afectada por diversos aspectos operacionales y estructurales del sistema. Por esta razón, para efectos del Estudio se adopta un enfoque en el cual la Robustez se evalúa en función del desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en base a indicadores estáticos tipo SCL, que no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. De esta forma, se integran de manera integral los distintos factores que inciden en la robustez, como la inercia, los recursos para el control de frecuencia y tensión de red, y la respuesta dinámica de las distintas instalaciones y sus controladores, incluyendo IBR, generadores, entre otros, dentro de un marco de evaluación común. En atención a la observación que señala que "es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación", se modifica la redacción del Artículo 1-4 donde se establecen los objetivos del Estudio. Sin embargo, no se elimina el Artículo 3-2 (con la metodología del Estudio) ya que el propósito del presente Anexo es precisamente establecer una metodología clara y replicable para la realización del Estudio, evitando interpretaciones diferentes sobre la realización del mismo. En este sentido, no se busca otorgar flexibilidad regulatoria en el Estudio de Análisis de Robustez.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				una AtC, no se cumple alguna de los criterios normativos indicados anteriormente, el Coordinador deberá seleccionar una o más medidas entre aquellas contenidas en el conjunto definido en el Artículo 1-5 del presente Anexo, que permitan aumentar la Fortaleza de dicha AtC, es decir, el área en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. A continuación, la o las medidas seleccionadas deberán implementarse en el modelo dinámico del SI proyectado, para luego volver a simular la contingencia correspondiente y verificar si la o las medidas implementadas permiten dar cumplimiento a los criterios normativos definidos anteriormente. El análisis deberá ponderar adecuadamente la incertidumbre asociada a las unidades que se encuentran en construcción u otras que se incorporen en la evaluación en el horizonte de evaluación, de las cuales se desconoce el detalle del inversor y su controlador. Como resultado del análisis de fortaleza descrito, aplicado a cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio, se obtendrá: a) El conjunto de medidas con las que debe contar el SI a fin de garantizar el cumplimiento de los estándares establecidos en la NTSyCS durante todo el horizonte de evaluación. b) Una lista con las AtC que cumplan con los criterios para ser clasificadas como Redes Débiles según el Artículo 3-14 del presente Anexo, incluyendo el o los años en que dicha clasificación resulte aplicable.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
625	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-12	Respecto del Artículo 3-12, Selección de medidas para aumentar la fortaleza del SI, se sugiere dejar el método abierto de manera que se pueda contar con flexibilidad regulatoria. El método que se utilice en el estudio debe ser consistente con los objetivos definidos para el estudio.	Reemplazar el texto del Artículo 3-12 por el siguiente: La selección de medidas indicada en el Artículo 3-11 del presente Anexo, deberá efectuarse priorizando aquellas que presenten una mejor relación costo-beneficio, considerando apropiadamente los plazos de implementación. El Coordinador podrá considerar la aplicación de restricciones operacionales en el AtC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. Dentro de las restricciones operacionales que podrán considerarse en estos casos se incluyen: la exigencia de una cantidad mínima de unidades sincrónicas en operación o restricciones de generación a Centrales IBR. La aplicación de dichas restricciones se deberá realizar exclusivamente en el AtC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. En todos los casos, el Coordinador deberá justificar técnica y fundadamente la necesidad de dichas restricciones, y documentar la decisión en el Estudio. Las medidas analizadas por el Coordinador y que contribuyen a la Fortaleza podrán ser implementadas, de acuerdo con la normativa vigente que corresponda.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
626	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-13	De manera similar a lo observado al Artículo 3-11, en el Artículo 3-13 se presenta un procedimiento metodológico para realizar el análisis de robustez de frecuencia. Dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.	Reemplazar el texto del Artículo 3-13 por lo siguiente: "El análisis de Robustez de Frecuencia se desarrolla de manera análoga al análisis de Fortaleza del Artículo 3-11 del presente Anexo. El Coordinador podrá considerar la aplicación de restricciones operacionales en el AfC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. Dentro de las restricciones que podrán considerarse en estos casos se incluyen: la exigencia de una cantidad mínima de unidades sincrónicas en operación o la exigencia de una cantidad mínima de inercia sincrónica, entre otras. La aplicación de dichas restricciones se deberá realizar exclusivamente en el AfC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. En todos los casos, el Coordinador deberá justificar técnica y fundadamente la necesidad de dichas restricciones, y documentar la decisión en el Estudio. Las medidas analizadas por el Coordinador y que contribuyen a la Robustez de Frecuencia podrán ser implementadas, de acuerdo con la normativa vigente que corresponda.”	No se acoge	Efectivamente, la Robustez de un sistema eléctrico se ve afectada por diversos aspectos operacionales y estructurales del sistema. Por esta razón, para efectos del Estudio se adopta un enfoque en el cual la Robustez se evalúa en función del desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en base a indicadores estáticos tipo SCL, que no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. De esta forma, se integran de manera integral los distintos factores que inciden en la Robustez, como la inercia, los recursos para el control de frecuencia y tensión de red, y la respuesta dinámica de las distintas instalaciones y sus controladores, incluyendo IBR, generadores, entre otros, dentro de un marco de evaluación común. En atención a la observación que señala que "es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación", se modifica la redacción del Artículo 1-4 donde se establecen los objetivos del Estudio. Sin embargo, no se elimina el Artículo 3-2 (con la metodología del Estudio) ya que el propósito del presente Anexo es precisamente establecer una metodología clara y replicable para la realización del Estudio, evitando interpretaciones diferentes sobre la realización del mismo. En este sentido, no se busca otorgar flexibilidad regulatoria en el Estudio de Análisis de Robustez.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
627	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-14	En el Artículo 3-14 se definen los requerimientos asociados a la clasificación de una red débil. Se sugiere ser coherente con nuestra propuesta de definición de red débil (Artículo 1-74).	Reemplazar el texto del Artículo 3-14 por lo siguiente: “Se entenderá que un área del sistema se clasifica como un Red Débil cuando se observe alguna de las siguientes condiciones: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34.” c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia."	Se acoge parcialmente	El enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez y la clasificación de red débil se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. Por esta razón, el enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. No obstante lo anterior, se incluye la posibilidad de que el Coordinador incluya indicadores de desempeño adicionales cuando estos resulten pertinentes para la evaluación del desempeño dinámico del sistema.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
628	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	4-1	Respecto del Artículo 4-1, Resultado del Estudio, el literal f indica: “Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica.” Se sugiere agregar el criterio económico en la evaluación.	Reemplazar el siguiente texto: “Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica.” Por el siguiente: “Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica y económica”.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
679	Consejo Minero de Chile A.G.	1-4	Se indica: “Para efectos de este Estudio, la Robustez se medirá en base al desempeño dinámico del SI durante contingencias, utilizando los indicadores de desempeño definidos en el Artículo 3-9 del presente Anexo.” En general la robustez del sistema es un aspecto multifactorial, que se evalúa considerando diversos aspectos y no puede ser sintetizada sólo en un índice.	Se sugiere eliminar el párrafo: “Para efectos de este Estudio, la Robustez se medirá en base al desempeño dinámico del SI durante contingencias, utilizando los indicadores de desempeño definidos en el Artículo 3-9 del presente Anexo.” y dejar solamente: “El objetivo del Estudio es identificar los requerimientos mínimos de Robustez de Frecuencia y Tensión con los que debe contar el SI para garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad establecidos en la NTSyCS.” De esa forma se permite a los grupos de interés considerar de manera más apropiada, y ajustada al contexto, múltiples factores que pueden contribuir a ser concluyentes respecto del estado de la robustez del sistema.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 289.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
680	Consejo Minero de Chile A.G.	1-5	En el Artículo 1-5 se indica: “A efectos de verificar el cumplimiento de los estándares de Robustez definidos en la NTSyCS, el Estudio deberá considerar un conjunto de medidas orientadas a robustecer el SI. Dicho conjunto podrá incluir cuatro tipos de medidas, clasificadas de la siguiente forma: a) Servicios Complementarios con recursos existentes: Servicios complementarios prestados en base a recursos e infraestructura existentes en el SI. b) Ajuste de parámetros de control en IBR. c) Servicios Complementarios con nuevos recursos: Servicios complementarios basados en nuevos recursos e infraestructura que podrían ser incorporados al SI. d) Restricciones operacionales, si corresponde.“ Se sugiere agregar una quinta medida: e) Ajuste a parámetros de control de sistemas SVC y FACTs.	Se sugiere agregar una quinta medida: e) Ajuste a parámetros de control de sistemas SVC y FACTs.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 614.
681	Consejo Minero de Chile A.G.	1-7	En el Artículo 1-7 se indica: “El Coordinador elaborará una versión preliminar del Estudio el cual será publicado en su sitio web para que los interesados realicen sus observaciones, en el formato y plazo que establezca el Coordinador. El plazo de observaciones deberá ser de, al menos, 10 días.” Se sugiere: Dado la posible complejidad del estudio, se sugiere definir un plazo de 15 días hábiles. También se sugiere definir un plazo para que el Coordinador publique, una vez recibidas las observaciones, el informe final. Se sugiere un plazo de 15 días hábiles. Adicionalmente se sugiere que la publicación del informe no coincida con la fecha en que el Coordinador publica a mediados de año una serie de informes asociados a SSCC.	“El Coordinador elaborará una versión preliminar del Estudio el cual será publicado en su sitio web para que los interesados realicen sus observaciones, en el formato y plazo que establezca el Coordinador. El plazo de observaciones deberá ser de, al menos, 15 días hábiles. El Coordinador procurará que el Estudio no coincida con la publicación con los informes y estudios asociadoa a SSCC.”	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Publicación del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
682	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	En el Artículo 3-1 se indica: "El Estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, tres años" Dado que en el periodo de evaluación del estudio se pueden desarrollar en escala miles de MW de generación basada en inversores, de los cuales al momento de desarrollo del estudio se desconocerá los atributos de los inversores y sus controladores, no tiene sentido calcular el Índice de Desempeño Dinámico propuesto en el Artículo 5-75 de la NT. Su determinación carece de sentido práctico teniendo en consideración también los aspectos de gestión de base de datos y eventual desarrollo de una base de datos validada para estudios EMT.	Se sugiere indicar que el análisis que realice el Coordinador debe ponderar adecuadamente la incertidumbre asociada a las unidades que se encuentran en construcción u otras que se incorporen en la evaluación en el horizonte de evaluación, de las cuales se desconoce el detalle del inversor y su controlador. De manera complementaria, el análisis que realice el Coordinador debe indicar claramente la especificación de las unidades grid forming que considere en la evaluación	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 616.
683	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	"En caso de que la información técnica disponible de las instalaciones sea insuficiente para su adecuada modelación, el Coordinador podrá solicitar a los Coordinados los antecedentes técnicos que requiera para dichos fines." Lo anterior se debe ponderar adecuadamente en el caso de unidades declaradas en construcción, porque es posible que información detallada sobre el inversor y sus controladores no esté disponible. Se debe considerar también que unidades declaradas en construcción, si no pertenecen a agentes Coordinados, no son Coordinados.	"En caso de que la información técnica disponible de las instalaciones sea insuficiente para su adecuada modelación, el Coordinador podrá solicitar a los Coordinados y/o empresas propietaria de proyectos en desarrollo o construcción los antecedentes técnicos que requiera para dichos fines."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 617.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
684	Consejo Minero de Chile A.G.	3-2	En el Artículo 3-2 se describe brevemente la metodología para el desarrollo del estudio. Tal como está conceptualizado el estudio se enfoca en el análisis de un factor (IDD) propuesto por la CNE en la NTSyCS. La robustez del sistema es un aspecto multifactorial, que se evalúa considerando diversos aspectos y no puede ser sintetizada sólo en un índice. Por ejemplo, un aspecto importante en la robustez del sistema eléctrico cuando se encuentra en Estado de Emergencia tiene relación a la definición de variaciones normales de generación y demanda (Artículo 5-51) y su interacción con posibles vulnerabilidades emergentes del sistema. Dicho aspecto, con la metodología propuesta, no estaría siendo tratado en el Estudio de Robustez y es un aspecto central que define la robustez del sistema para enfrentar una situación de Estado de Emergencia. Otro aspecto importante tiene relación a la definición de reserva de control primario de frecuencia distribuido o sistémico, sin importar como esté distribuido a lo largo del sistema eléctrico nacional. Luego, dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.	Eliminar el Artículo 3-2 o en su defecto dejar la metodología propuesta de manera referencial para que el CEN defina el proceso y metodología	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 618.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
685	Consejo Minero de Chile A.G.	3-3	El Estudio de Robustez propuesto no considera particularidades en cuanto a las condiciones operacionales de la demanda que tengan relación con la naturaleza de la misma, por ejemplo, los niveles mínimos de cortocircuito requeridos por esta para la correcta operación de los equipos e instalaciones existentes y proyectados. Para esto se propone incorporar esta exigencia en como un nuevo literal f) en el artículo 3-3 "Base de datos y modelos"	Incorporación de nuevo literal f): "Características técnicas y operacionales de la demanda, tales como rangos de operación de tensión, niveles de cortocircuito mínimos en barra para la partida de motores u otros equipos, necesidades de potencia reactiva, entre otros, particularmente en zonas de grandes clientes."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 213.
686	Consejo Minero de Chile A.G.	3-5	En el Artículo 3-5 se indica: "La cantidad de Modos de Operación Representativos deberá definirse en función del error de agrupamiento." Luego, dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.	se sugiere eliminar el párrafo: "La cantidad de Modos de Operación Representativos deberá definirse en función del error de agrupamiento."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".
687	Consejo Minero de Chile A.G.	3-6	En el Artículo 3-6 se definen dos indicadores de robustez: 1. Sensibilidad de la tensión con respecto a variaciones en los flujos de potencia reactiva por barra 2. Inercia sincrónica equivalente por barra: Luego, dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado	Donde dice: "A efecto de identificar las áreas coherentes el Coordinador deberá utilizar los siguientes indicadores:" Reemplazar por "A efecto de identificar las áreas coherentes el Coordinador deberá utilizar al menos los siguientes indicadores:" Adicionalmente, al final del artículo se sugiere agregar: Tanto el Coordinador como los Coordinados, estos últimos mediante sus observaciones, podrán proponer otros indicadores de robustez alineados con los objetivos del Estudio.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 620.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.			
688	Consejo Minero de Chile A.G.	3-8	En el Artículo 3-8 se indica: “Adicionalmente, el Coordinador podrá incorporar, justificadamente, otras Contingencias Simples en una o más áreas coherentes, en función de analizar la Robustez de dichas áreas.” Para analizar la robustez del sistema es posible que sea necesario analizar otro tipo de contingencias, en el contexto de las contingencias y sus severidades definidas en la NTSyCS.	Cambiar el párrafo: “Adicionalmente, el Coordinador podrá incorporar, justificadamente, otras Contingencias Simples en una o más áreas coherentes, en función de analizar la Robustez de dichas áreas.” Por lo siguiente: “Adicionalmente, el Coordinador podrá incorporar, justificadamente, otras Contingencias en función de analizar la Robustez del Sistema Interconectado Nacional.”	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 621.
689	Consejo Minero de Chile A.G.	3-9	En el Artículo 3-9, respecto de indicadores de desempeño dinámico, se indica: “El análisis técnico de la Robustez deberá basarse en indicadores de desempeño dinámico que permitan evaluar la respuesta del SI proyectado frente al conjunto de contingencias definidas según el Artículo 3-8 del presente Anexo. Dichos indicadores deberán ser aplicados en cada una de las fases de análisis descritas en el Artículo 3-11 y Artículo 3-13 del presente Anexo, según corresponda. Los indicadores de desempeño serán, al menos, los siguientes: i Indicador de Fortaleza: índice de desempeño dinámico, calculado para cada contingencia de las AtC conforme a lo establecido en el Artículo 5-75 de la NTSyCS. ii Indicador de Robustez de Frecuencia: frecuencia mínima calculada para cada	Ajustar a criterios definidos en la NTSyCS de la siguiente manera: “El análisis técnico de la Robustez deberá basarse en indicadores de desempeño que permitan evaluar la respuesta del SI proyectado frente al conjunto de contingencias definidas según el Artículo 3-8 del presente Anexo. Para evaluar el desempeño del sistema, se debe considerar al menos lo siguiente: a.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] deberá ser igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms]. En ningún caso la frecuencia podrá descender de 47,5 [Hz].	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 295.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			contingencia de las AfC conforme a lo establecido en el Artículo 5-76 de la NTSyCS.”	b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema debe ser mayor a 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia. c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] deberá estar dentro del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
690	Consejo Minero de Chile A.G.	3-10	En el Artículo 3-10 se indican dos tipos de medidas para robustecer el sistema. Se sugiere que las medidas indicadas en el Artículo 3-10 sean coherentes con las cuatro medidas listadas en el Artículo 1-5, agregando también la quinta medida que se ha sugerido como parte de las observaciones comentadas anteriormente (Observación 2). Adicionalmente, las medidas no solo deben ser técnicas, sino también económicas, en línea con lo sugerido al Artículo 6-47 de la norma técnica. El Artículo 6-47, letra f, debería establecer que entre los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez se debe incluir un conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica y económica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda.	Reemplazar el texto "Para el desarrollo del análisis establecido en el Artículo 3-11 y Artículo 3-13 del presente Anexo, el Coordinador deberá identificar, para cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio, el conjunto de todas las posibles medidas que puedan contribuir a la Robustez del SI. Dicho conjunto deberá incluir, al menos, las siguientes categorías: a) Todos aquellos recursos técnicos e infraestructura disponibles en el SI que, en el marco de los Servicios Complementarios, estén habilitados para prestar servicios que contribuyan a mejorar la Robustez de Frecuencia o Fortaleza del SI. b) Alternativas de nuevas instalaciones, adecuaciones de instalaciones o nueva infraestructura con el potencial de robustecer Redes Débiles y cuya instalación y entrada en operación sea factible dentro de un plazo máximo del horizonte de evaluación. Para la selección de alternativas de indicadas en la letra b), el Coordinador deberá adoptar un enfoque de neutralidad tecnológica, considerando todas las opciones y tecnologías disponibles en el mercado que, al momento de la ejecución del Estudio, puedan contribuir a la Fortaleza o Robustez de Frecuencia del SI." por el siguiente: "Para el desarrollo del análisis establecido en el Artículo 3-11 y Artículo 3-13 del presente Anexo, el Coordinador deberá identificar, para cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio, el conjunto de todas las posibles medidas que puedan contribuir a la Robustez del SI. Dicho conjunto deberá incluir, al menos,	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				las siguientes categorías indicadas en el Articulo 1-5. Para la selección de alternativas indicadas, el Coordinador deberá realizar una evaluación técnico-económica y adoptar un enfoque de neutralidad tecnológica, considerando todas las opciones y tecnologías disponibles en el mercado que, al momento de la ejecución del Estudio, puedan contribuir a la Fortaleza o Robustez de Frecuencia del SI."		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
691	Consejo Minero de Chile A.G.	3-11	En el Artículo 3-11 se presenta un procedimiento metodológico para realizar el análisis de fortaleza y robustez de tensión. Dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.	Reemplazar el texto del Artículo 3-11 por el siguiente: Se debe realizar los análisis de Fortaleza para identificar los requerimientos mínimos que deberá cumplir el SI proyectado, a fin de garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS. Este análisis deberá desarrollarse para cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio en base a simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, utilizando un modelo dinámico del SI proyectado. Para evaluar el desempeño del sistema, se debe considerar al menos lo siguiente: a.) Que se cumpla lo dispuesto en el Artículo 5-31 de la NTSyCS. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] deberá estar dentro del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34. c.) Se verifique el nivel de SRC o ESCR mayor al definido para red débil en la NT. d.) Que la frecuencia mínima de sistema cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. e.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] deberá ser igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms]. En ningún caso la frecuencia podrá descender de 47,5 [Hz]. f.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema debe ser mayor a 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia. Si para una de las contingencias asociadas a	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 624.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				una AtC, no se cumple alguna de los criterios normativos indicados anteriormente, el Coordinador deberá seleccionar una o más medidas entre aquellas contenidas en el conjunto definido en el Artículo 1-5 del presente Anexo, que permitan aumentar la Fortaleza de dicha AtC, es decir, el área en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. A continuación, la o las medidas seleccionadas deberán implementarse en el modelo dinámico del SI proyectado, para luego volver a simular la contingencia correspondiente y verificar si la o las medidas implementadas permiten dar cumplimiento a los criterios normativos definidos anteriormente. El análisis deberá ponderar adecuadamente la incertidumbre asociada a las unidades que se encuentran en construcción u otras que se incorporen en la evaluación en el horizonte de evaluación, de las cuales se desconoce el detalle del inversor y su controlador. Como resultado del análisis de fortaleza descrito, aplicado a cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio, se obtendrá: a) El conjunto de medidas con las que debe contar el SI a fin de garantizar el cumplimiento de los estándares establecidos en la NTSyCS durante todo el horizonte de evaluación. b) Una lista con las AtC que cumplan con los criterios para ser clasificadas como Redes Débiles según el Artículo 3-14 del presente Anexo, incluyendo el o los años en que dicha clasificación resulte aplicable.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
692	Consejo Minero de Chile A.G.	3-12	Respecto del Artículo 3-12, Selección de medidas para aumentar la fortaleza del SI, se sugiere dejar el método abierto de manera que se pueda contar con flexibilidad regulatoria. El método que se utilice en el estudio debe ser consistente con los objetivos definidos para el estudio.	Reemplazar el texto del Artículo 3-12 por el siguiente: La selección de medidas indicada en el Artículo 3-11 del presente Anexo, deberá efectuarse priorizando aquellas que presenten una mejor relación costo-beneficio, considerando apropiadamente los plazos de implementación. El Coordinador podrá considerar la aplicación de restricciones operacionales en el AtC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. Dentro de las restricciones operacionales que podrán considerarse en estos casos se incluyen: la exigencia de una cantidad mínima de unidades sincrónicas en operación o restricciones de generación a Centrales IBR. La aplicación de dichas restricciones se deberá realizar exclusivamente en el AtC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. En todos los casos, el Coordinador deberá justificar técnica y fundadamente la necesidad de dichas restricciones, y documentar la decisión en el Estudio. Las medidas analizadas por el Coordinador y que contribuyen a la Fortaleza podrán ser implementadas, de acuerdo con la normativa vigente que corresponda.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
693	Consejo Minero de Chile A.G.	3-13	De manera similar a lo observado al Artículo 3-11, en el Artículo 3-13 se presenta un procedimiento metodológico para realizar el análisis de robustez de frecuencia. Dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.	Reemplazar el texto del Artículo 3-13 por lo siguiente: "El análisis de Robustez de Frecuencia se desarrolla de manera análoga al análisis de Fortaleza del Artículo 3-11 del presente Anexo. El Coordinador podrá considerar la aplicación de restricciones operacionales en el AfC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. Dentro de las restricciones que podrán considerarse en estos casos se incluyen: la exigencia de una cantidad mínima de unidades sincrónicas en operación o la exigencia de una cantidad mínima de inercia sincrónica, entre otras. La aplicación de dichas restricciones se deberá realizar exclusivamente en el AfC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. En todos los casos, el Coordinador deberá justificar técnica y fundadamente la necesidad de dichas restricciones, y documentar la decisión en el Estudio. Las medidas analizadas por el Coordinador y que contribuyen a la Robustez de Frecuencia podrán ser implementadas, de acuerdo con la normativa vigente que corresponda.”	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 626.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
694	Consejo Minero de Chile A.G.	3-14	En el Artículo 3-14 se definen los requerimientos asociados a la clasificación de una red débil. Se sugiere ser coherente con nuestra propuesta de definición de red débil (Artículo 1-74).	Reemplazar el texto del Artículo 3-14 por lo siguiente: "Se entenderá que un área del sistema se clasifica como un Red Débil cuando se observe alguna de las siguientes condiciones: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34." c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia."	Se acoge parcialmente	El enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez y la clasificación de red débil se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. Por esta razón, el enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. No obstante lo anterior, se incluye la posibilidad de que el Coordinador incluya indicadores de desempeño adicionales cuando estos resulten pertinentes para la evaluación del desempeño dinámico del sistema.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
695	Consejo Minero de Chile A.G.	4-1	Respecto del Artículo 4-1, Resultado del Estudio, el literal f indica: “Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica.” Se sugiere agregar el criterio económico en la evaluación.	Reemplazar el siguiente texto: “Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica.” Por el siguiente: “Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica y económica”.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
696	Consejo Minero de Chile A.G.	4-1	La letra f señala que: *"Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda."* Nuevamente, este estudio debe plantear todas las posibles soluciones para mejorar la Robustez del sistema, pero sin discriminar el tipo de solución. Estas no deben evaluarse económicamente en este estudio, ya que para realizar la evaluación económica debe tenerse una visión sistémica. Las soluciones no pueden evaluarse a 3 años como plantea el estudio, ni discriminar entre soluciones. Además una solución puede prestar otros aportes sistémicos que este estudio no ve, por lo que el resultado debe ser solo entregar posibles soluciones y su análisis técnico, para que sean evaluadas en otro estudio que se haga cargo de una visión sistémica, como podría ser el Estudio de SSCC"	Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda, para ser evaluadas y recomendadas en el Estudio de SSCC"	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
697	Consejo Minero de Chile A.G.	5-1	Se propone califiquen las Áreas de Tensión Coherente (AtC) y las Áreas de Fortaleza Coherente (AfC) desde la publicación del a NT en el Diario Oficial Esta incorporación es necesaria debido a que el proceso de aprobación de la presente modificación normativa puede extenderse significativamente, considerando las etapas de consulta pública, la publicación en el Diario Oficial de la resolución que apruebe el Anexo, y la posterior elaboración y publicación del primer Estudio (lo que podría demorar hasta seis meses desde dicha publicación). Además, dado que el estudio puede ser discrepado en el Panel de expertos, plazo que puede tomar cerca de 3 meses, se tiene que el resultado del primer estudio estaría recién en un año más, lo que se considera excesivo. De esta forma, se entrega una señal temprana y clara a los inversionistas definiendo y calificando las áreas.	Se propone reemplazar el texto "El Primer estudio deberá considerar, como mínimo, las siguientes áreas coherentes" por " Mientras no se publique el primer Estudio de Robustez, a contar de la publicación de la presente NT en el diario oficial, las áreas coherente y su calificación serán las siguientes" Consistentemente, debe indicarse para cada área su calificación (se propone que desde Maitencillo al Norte sean Débiles)	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 225.
743	Acenor A.G.	1-4	Se indica: “Para efectos de este Estudio, la Robustez se medirá en base al desempeño dinámico del SI durante contingencias, utilizando los indicadores de desempeño definidos en el Artículo 3-9 del presente Anexo.” En general la robustez del sistema es un aspecto multifactorial, que se evalúa considerando diversos aspectos y no puede ser sintetizada sólo en un índice.	Se sugiere eliminar el párrafo: “Para efectos de este Estudio, la Robustez se medirá en base al desempeño dinámico del SI durante contingencias, utilizando los indicadores de desempeño definidos en el Artículo 3-9 del presente Anexo.” y dejar solamente: “El objetivo del Estudio es identificar los requerimientos mínimos de Robustez de Frecuencia y Tensión con los que debe contar el SI para garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad establecidos en la NTSyCS.” De esa forma se permite a los grupos de interés considerar de manera más apropiada, y ajustada al contexto, múltiples factores que pueden contribuir a ser concluyentes respecto del estado de la robustez del sistema.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 289.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
744	Acenor A.G.	1-5	En el Artículo 1-5 se indica: “A efectos de verificar el cumplimiento de los estándares de Robustez definidos en la NTSyCS, el Estudio deberá considerar un conjunto de medidas orientadas a robustecer el SI. Dicho conjunto podrá incluir cuatro tipos de medidas, clasificadas de la siguiente forma: a) Servicios Complementarios con recursos existentes: Servicios complementarios prestados en base a recursos e infraestructura existentes en el SI. b) Ajuste de parámetros de control en IBR. c) Servicios Complementarios con nuevos recursos: Servicios complementarios basados en nuevos recursos e infraestructura que podrían ser incorporados al SI. d) Restricciones operacionales, si corresponde.“ Se sugiere agregar una quinta medida: e) Ajuste a parámetros de control de sistemas SVC y FACTs.	Se sugiere agregar una quinta medida: e) Ajuste a parámetros de control de sistemas SVC y FACTs.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 614.
745	Acenor A.G.	1-7	En el Artículo 1-7 se indica: “El Coordinador elaborará una versión preliminar del Estudio el cual será publicado en su sitio web para que los interesados realicen sus observaciones, en el formato y plazo que establezca el Coordinador. El plazo de observaciones deberá ser de, al menos, 10 días.” Se sugiere: Dado la posible complejidad del estudio, se sugiere definir un plazo de 15 días hábiles. También se sugiere definir un plazo para que el Coordinador publique, una vez recibidas las observaciones, el informe final. Se sugiere un plazo de 20 días hábiles. Adicionalmente se sugiere que la publicación del informe no coincida con la fecha en que el Coordinador publica a mediados de año una serie de informes asociados a SSCC.	“El Coordinador elaborará una versión preliminar del Estudio el cual será publicado en su sitio web para que los interesados realicen sus observaciones, en el formato y plazo que establezca el Coordinador. El plazo de observaciones deberá ser de, al menos, 20 días hábiles. El Coordinador procurará que el Estudio no coincida con la publicación con los informes y estudios asociadoa a SSCC.”	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Publicación del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
746	Acenor A.G.	1-7	En el artículo 1-7 se señala: *Artículo 1-7 Informe preliminar y final del Estudio* *El Coordinador elaborará una versión preliminar del Estudio el cual será publicado en su sitio web para que los interesados realicen sus observaciones, en el formato y plazo que establezca el Coordinador. El plazo de observaciones deberá ser de, al menos, 10 días. Los formatos para realizar las observaciones que establezca el Coordinador deberán, al menos, asegurar la debida individualización del interesado que formula las observaciones.* *Terminado el periodo de observaciones, el Coordinador deberá analizar las observaciones, y luego emitir la versión final del Estudio junto con un informe consolidado de respuestas a las observaciones recibidas.* De esta redacción se observa que el Estudio podría ser publicado por al Coordinador al mismo tiempo que el ISSCC, tal como en ocasiones lo ha hecho con otros estudios como el de control de frecuencia. De hecho, este año 2025 publicó varios al mismo tiempo. Al respecto, es necesario establecer que este Estudio sea publicado con anticipación al ISSCC, en un plazo y secuencia que sea coherente en términos ténicos con la publicación y análisis de los estudios de Control de Frecuencia y Control de Tensión. Lo anterior, ya que: 1) Tanto este Estudio como el ISSCC quedarían discrepables ante el Panel de Expertos. 2) Existe traslape entre Los fenómenos eléctricos estudiados en el estudio de CF, CT y este Estudio.	Se solicita establecer como plazo máximo para publicar la versión Final del estudio el 31 de enero de cada año.	Se acoge parcialmente	Se ajusta la redacción en el sentido de incorporar que el Estudio de Análisis de Robustez del SEN sea publicado con anterioridad al Informe de SSCC emitido por el Coordinador. Para ello, deberá incorporar dicho estudio en el calendario anual al que se refiere el Artículo 1-9 de la Norma Técnica.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
747	Acenor A.G.	2-1	*Artículo 2-1 Funciones y obligaciones del Coordinador* *Para efectos del cumplimiento de lo dispuesto en el presente Anexo, el Coordinador deberá:* *a) Solicitar a los Coordinados la información y antecedentes que se requieran para el desarrollo del Estudio por medio de los formatos que establecerá y publicará en su sitio web;* *b) Desarrollar el Estudio conforme a la metodología establecida en el presente Anexo;* *c) Determinar y definir las distintas AfC y AtC del SEN; y,* *d) Clasificar las áreas determinadas de acuerdo con el punto anterior como Redes Débiles o Redes Fuertes conforme a la metodología establecida en el presente Anexo.* Dada la complejidad técnica de la información y antecedentes que pueda solicitar el Coordinador, es conveniente agregar una obligación de tiempo mínimo de anticipación y seguimiento a las solicitudes a los Coordinados.	Reemplazar a) por: a.1) Solicitar a los Coordinados la información y antecedentes que se requieran para el desarrollo del Estudio por medio de los formatos que establecerá y publicará en su sitio web, con anticipación suficiente para la respuesta por parte de los Coordinador. a.2) Realizar seguimiento periódico al estado de las respuestas a las solicutudes que realice en virtud de a.1).	No se acoge	Esta facultad del Coordinador y obligación de los Coordinados ya se encuentra abordado en el Artículo 2-2 del Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional.
748	Acenor A.G.	2-2	*Artículo 2-2 Obligaciones de los Coordinados* *Para efectos del cumplimiento de lo dispuesto en el presente Anexo Técnico, los Coordinados deberán:* *a) Proporcionar al Coordinador toda la información técnica y antecedentes que este requiera para la evaluación y verificación de los requerimientos de Robustez del SI;* *b) Informar oportunamente sobre cualquier actualización relativa a ajustes, indisponibilidades o limitaciones operacionales de sus instalaciones; y,* *c) **Ajustar los parámetros técnicos** de sus instalaciones producto de los requerimientos de Robustez instruidos por el Coordinador.*	Se solicita aclarar qué se entiende por ajuste de parámetros técnicos, en particular para clarificar en qué se diferencia de una modificación en la unidad que se considere como una instrucción directa de inversión en infraestructura.. Además, confirmar que estos ajustes se refieren a cambios a completo costo del Coordinado,y en ningún caso a un costo atribuible a pagos por servicios complementarios.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
749	Acenor A.G.	3-1	En el Artículo 3-1 se indica: “El Estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, tres años” Dado que en el periodo de evaluación del estudio se pueden desarrollar en escala miles de MW de generación basada en inversores, de los cuales al momento de desarrollo del estudio se desconocerá los atributos de los inversores y sus controladores, no tiene sentido calcular el Índice de Desempeño Dinámico propuesto en el Artículo 5-75 de la NT. Su determinación carece de sentido práctico teniendo en consideración también los aspectos de gestión de base de datos y eventual desarrollo de una base de datos validada para estudios EMT.	Se sugiere indicar que el análisis que realice el Coordinador debe ponderar adecuadamente la incertidumbre asociada a las unidades que se encuentran en construcción u otras que se incorporen en la evaluación en el horizonte de evaluación, de las cuales se desconoce el detalle del inversor y su controlador. De manera complementaria, el análisis que realice el Coordinador debe indicar claramente la especificación de las unidades grid forming que considere en la evaluación	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 616.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
750	Acenor A.G.	3-1	*Artículo 3-1 Consideraciones y horizonte de evaluación del Estudio* *El Estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, tres años,…* En relación al plazo de tres años, estimamos que es muy corto, considerando que debe haber tiempo suficiente para eventualmente licitar nueva insfraestructura . Consideramos que debe tener un horinzonte de al menos 8 años, no sólo por el plazo de la licitacion de infraestructura, sino que debe existir una visión más allá de ese plazo, de tal manera de poder realizar una correcta evaluación técnico económica, dado el caso en que, por ejemplo, podria detectarse debilidad de red en el año 6, pero que se solucione en el año 7 con alguna medida en marcha. Así, debe existir la posibilidad de encontrar un óptimo que podría ser tomar medidas operacionales durante sólo el año 6, en lugar de licitar infraestructura que podría ser util sólo 1 año, y pagada por 19 años más. La solicitud de ampliar el horizonte de estudio mínimo es coherente con lo que dice el literal b) del art 3-10: *b) Alternativas de nuevas instalaciones, adecuaciones de instalaciones o nueva infraestructura con el potencial de robustecer Redes Débiles y cuya instalación y entrada en operación sea factible dentro de un plazo máximo del horizonte de evaluación.* Al respecto, si el plazo máximo del horizonte es muy corto, entonces la medida de licitar la nueva infraestructura podría no ser nunca factible, y por tanto tener que siempre ser	Se solciita aumentar el horizonte de estudio a al menos 8 años.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Horizonte de evaluación del estudio".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			cubiera con medidas que impliquen sobrecostos de operación.			
751	Acenor A.G.	3-1	“En caso de que la información técnica disponible de las instalaciones sea insuficiente para su adecuada modelación, el Coordinador podrá solicitar a los Coordinados los antecedentes técnicos que requiera para dichos fines.” Lo anterior se debe ponderar adecuadamente en el caso de unidades declaradas en construcción, porque es posible que información detallada sobre el inversor y sus controladores no esté disponible. Se debe considerar también que unidades declaradas en construcción, si no pertenecen a agentes Coordinados, no son Coordinados.	“En caso de que la información técnica disponible de las instalaciones sea insuficiente para su adecuada modelación, el Coordinador podrá solicitar a los Coordinados y/o empresas propietaria de proyectos en desarrollo o construcción los antecedentes técnicos que requiera para dichos fines.” o agregar al final del artículo: "Con todo, el Coordinador debera está preparado para contar con la información necesaria para realizar el Estudio, considerando los supuestos y modelos teóricos que estime pertinentes."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 617.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
752	Acenor A.G.	3-2	En el Artículo 3-2 se describe brevemente la metodología para el desarrollo del estudio. Tal como está conceptualizado el estudio se enfoca en el análisis de un factor (IDD) propuesto por la CNE en la NTSyCS. La robustez del sistema es un aspecto multifactorial, que se evalúa considerando diversos aspectos y no puede ser sintetizada sólo en un índice. Por ejemplo, un aspecto importante en la robustez del sistema eléctrico cuando se encuentra en Estado de Emergencia tiene relación a la definición de variaciones normales de generación y demanda (Artículo 5-51) y su interacción con posibles vulnerabilidades emergentes del sistema. Dicho aspecto, con la metodología propuesta, no estaría siendo tratado en el Estudio de Robustez y es un aspecto central que define la robustez del sistema para enfrentar una situación de Estado de Emergencia. Otro aspecto importante tiene relación a la definición de reserva de control primario de frecuencia distribuido o sistémico, sin importar como esté distribuido a lo largo del sistema eléctrico nacional. Luego, dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.	Eliminar el Artículo 3-2 o en su defecto dejar la metodología propuesta de manera referencial para que el CEN defina el proceso y metodología	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 618.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
753	Acenor A.G.	3-3	El Estudio de Robustez propuesto no considera particularidades en cuanto a las condiciones operacionales de la demanda que tengan relación con la naturaleza de la misma, por ejemplo, los niveles mínimos de cortocircuito requeridos por esta para la correcta operación de los equipos e instalaciones existentes y proyectados. Para esto se propone incorporar esta exigencia en como un nuevo literal f) en el artículo 3-3 "Base de datos y modelos"	Incorporación de nuevo literal f): "Características técnicas y operacionales de la demanda, tales como rangos de operación de tensión, niveles de cortocircuito mínimos en barra para la partida de motores u otros equipos, necesidades de potencia reactiva, entre otros, particularmente en zonas de grandes clientes."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 213.
754	Acenor A.G.	3-5	En el Artículo 3-5 se indica: "La cantidad de Modos de Operación Representativos deberá definirse en función del error de agrupamiento." Luego, dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.	se sugiere eliminar el párrafo: "La cantidad de Modos de Operación Representativos deberá definirse en función del error de agrupamiento."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".
755	Acenor A.G.	3-6	En el Artículo 3-6 se definen dos indicadores de robustez: 1. Sensibilidad de la tensión con respecto a variaciones en los flujos de potencia reactiva por barra 2. Inercia sincrónica equivalente por barra: Luego, dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado	Donde dice: "A efecto de identificar las áreas coherentes el Coordinador deberá utilizar los siguientes indicadores:" Reemplazar por "A efecto de identificar las áreas coherentes el Coordinador deberá utilizar al menos los siguientes indicadores:" Adicionalmente, al final del artículo se sugiere agregar: Tanto el Coordinador como los Coordinados, estos últimos mediante sus observaciones, podrán proponer otros indicadores de robustez alineados con los objetivos del Estudio.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 620.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.			
756	Acenor A.G.	3-8	En el Artículo 3-8 se indica: “Adicionalmente, el Coordinador podrá incorporar, justificadamente, otras Contingencias Simples en una o más áreas coherentes, en función de analizar la Robustez de dichas áreas.” Para analizar la robustez del sistema es posible que sea necesario analizar otro tipo de contingencias, en el contexto de las contingencias y sus severidades definidas en la NTSyCS.	Cambiar el párrafo: “Adicionalmente, el Coordinador podrá incorporar, justificadamente, otras Contingencias Simples en una o más áreas coherentes, en función de analizar la Robustez de dichas áreas.” Por lo siguiente: “Adicionalmente, el Coordinador podrá incorporar, justificadamente, otras Contingencias en función de analizar la Robustez del Sistema Interconectado Nacional.”	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 621.
757	Acenor A.G.	3-9	En el Artículo 3-9, respecto de indicadores de desempeño dinámico, se indica: “El análisis técnico de la Robustez deberá basarse en indicadores de desempeño dinámico que permitan evaluar la respuesta del SI proyectado frente al conjunto de contingencias definidas según el Artículo 3-8 del presente Anexo. Dichos indicadores deberán ser aplicados en cada una de las fases de análisis descritas en el Artículo 3-11 y Artículo 3-13 del presente Anexo, según corresponda. Los indicadores de desempeño serán, al menos, los siguientes: i Indicador de Fortaleza: índice de desempeño dinámico, calculado para cada contingencia de las AtC conforme a lo establecido en el Artículo 5-75 de la NTSyCS. ii Indicador de Robustez de Frecuencia: frecuencia mínima calculada para cada	Ajustar a criterios definidos en la NTSyCS de la siguiente manera: “El análisis técnico de la Robustez deberá basarse en indicadores de desempeño que permitan evaluar la respuesta del SI proyectado frente al conjunto de contingencias definidas según el Artículo 3-8 del presente Anexo. Para evaluar el desempeño del sistema, se debe considerar al menos lo siguiente: a.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] deberá ser igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms]. En ningún caso la frecuencia podrá descender de 47,5 [Hz].	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 295.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			contingencia de las AfC conforme a lo establecido en el Artículo 5-76 de la NTSyCS.”	b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema debe ser mayor a 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia. c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] deberá estar dentro del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
758	Acenor A.G.	3-10	En el Artículo 3-10 se indican dos tipos de medidas para robustecer el sistema. Se sugiere que las medidas indicadas en el Artículo 3-10 sean coherentes con las cuatro medidas listadas en el Artículo 1-5, agregando también la quinta medida que se ha sugerido como parte de las observaciones comentadas anteriormente (Observación 2). Adicionalmente, las medidas no solo deben ser técnicas, sino también económicas, en línea con lo sugerido al Artículo 6-47 de la norma técnica. El Artículo 6-47, letra f, debería establecer que entre los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez se debe incluir un conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica y económica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda.	Reemplazar el texto "Para el desarrollo del análisis establecido en el Artículo 3-11 y Artículo 3-13 del presente Anexo, el Coordinador deberá identificar, para cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio, el conjunto de todas las posibles medidas que puedan contribuir a la Robustez del SI. Dicho conjunto deberá incluir, al menos, las siguientes categorías: a) Todos aquellos recursos técnicos e infraestructura disponibles en el SI que, en el marco de los Servicios Complementarios, estén habilitados para prestar servicios que contribuyan a mejorar la Robustez de Frecuencia o Fortaleza del SI. b) Alternativas de nuevas instalaciones, adecuaciones de instalaciones o nueva infraestructura con el potencial de robustecer Redes Débiles y cuya instalación y entrada en operación sea factible dentro de un plazo máximo del horizonte de evaluación. Para la selección de alternativas de indicadas en la letra b), el Coordinador deberá adoptar un enfoque de neutralidad tecnológica, considerando todas las opciones y tecnologías disponibles en el mercado que, al momento de la ejecución del Estudio, puedan contribuir a la Fortaleza o Robustez de Frecuencia del SI." por el siguiente: "Para el desarrollo del análisis establecido en el Artículo 3-11 y Artículo 3-13 del presente Anexo, el Coordinador deberá identificar, para cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio, el conjunto de todas las posibles medidas que puedan contribuir a la Robustez del SI. Dicho conjunto deberá incluir, al menos,	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				las siguientes categorías indicadas en el Articulo 1-5. Para la selección de alternativas indicadas, el Coordinador deberá realizar una evaluación técnico-económica y adoptar un enfoque de neutralidad tecnológica, considerando todas las opciones y tecnologías disponibles en el mercado que, al momento de la ejecución del Estudio, puedan contribuir a la Fortaleza o Robustez de Frecuencia del SI."		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
759	Acenor A.G.	3-11	En el Artículo 3-11 se presenta un procedimiento metodológico para realizar el análisis de fortaleza y robustez de tensión. Dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.	Reemplazar el texto del Artículo 3-11 por el siguiente: Se debe realizar los análisis de Fortaleza para identificar los requerimientos mínimos que deberá cumplir el SI proyectado, a fin de garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS. Este análisis deberá desarrollarse para cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio en base a simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, utilizando un modelo dinámico del SI proyectado. Para evaluar el desempeño del sistema, se debe considerar al menos lo siguiente: a.) Que se cumpla lo dispuesto en el Artículo 5-31 de la NTSyCS. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] deberá estar dentro del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34. c.) Se verifique el nivel de SRC o ESCR mayor al definido para red débil en la NT. d.) Que la frecuencia mínima de sistema cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. e.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] deberá ser igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms]. En ningún caso la frecuencia podrá descender de 47,5 [Hz]. f.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema debe ser mayor a 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia. Si para una de las contingencias asociadas a	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 624.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				una AtC, no se cumple alguna de los criterios normativos indicados anteriormente, el Coordinador deberá seleccionar una o más medidas entre aquellas contenidas en el conjunto definido en el Artículo 1-5 del presente Anexo, que permitan aumentar la Fortaleza de dicha AtC, es decir, el área en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. A continuación, la o las medidas seleccionadas deberán implementarse en el modelo dinámico del SI proyectado, para luego volver a simular la contingencia correspondiente y verificar si la o las medidas implementadas permiten dar cumplimiento a los criterios normativos definidos anteriormente. El análisis deberá ponderar adecuadamente la incertidumbre asociada a las unidades que se encuentran en construcción u otras que se incorporen en la evaluación en el horizonte de evaluación, de las cuales se desconoce el detalle del inversor y su controlador. Como resultado del análisis de fortaleza descrito, aplicado a cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio, se obtendrá: a) El conjunto de medidas con las que debe contar el SI a fin de garantizar el cumplimiento de los estándares establecidos en la NTSyCS durante todo el horizonte de evaluación. b) Una lista con las AtC que cumplan con los criterios para ser clasificadas como Redes Débiles según el Artículo 3-14 del presente Anexo, incluyendo el o los años en que dicha clasificación resulte aplicable.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
760	Acenor A.G.	3-12	*Artículo 3-12 Selección de medidas para aumentar la fortaleza del SI* *La selección de medidas indicada en el Artículo 3-11 del presente Anexo, deberá efectuarse priorizando aquellas que presenten una mejor relación costo-beneficio, siguiendo el orden de priorización que se detalla a continuación:* Luego menciona las tres: a) Grupo 1t – Servicios Complementarios con recursos existentes b) Grupo 2t – Servicios Complementarios con nuevos recursos c) Grupo 3f – Restricciones operacionales En forma análoga, el artículo Artículo 3-13 Análisis de la robustez de frecuencia indica que: *En cuanto a las medidas para aumentar la Robustez de Frecuencia, estas deberán seguir el mismo principio de priorización establecido en el Artículo 3-12 del presente Anexo, salvo que, en este caso, las medidas a considerar incluyan:* *a) Grupo 1f – Servicios Complementarios con recursos existentes* *b) Grupo 2f – Servicios Complementarios con nuevos recursos* *c) Grupo 3f – Restricciones operacionales* Al respecto, observamos que no necesariamente el orden planteado será el óptimo técnico-económico para el sistema.	Se solicita modificar el anexo en los siguientes términos: 1) Que el Coordiandor deba determinar los conjuntos posibles de medidas y su costo asociado, que en su conjunto puedan dar solución a los problemas detectados. 2) Que no necesariamente deban determinarse en el orden señalado, sino que debe determinarse conjuntos de soluciones a desarrollar en el horizonte de estudio, con su costo asociado. 3) Que la elección de las medidas finales a implementar se realicen con ocasión del ISSCC (en particular, considerando que es en esa instancia donde sea realizan análisis en conjunto con los servicios de control de tensión y control de frecuencia).	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
761	Acenor A.G.	3-12	Respecto del Artículo 3-12, Selección de medidas para aumentar la fortaleza del SI, se sugiere dejar el método abierto de manera que se pueda contar con flexibilidad regulatoria. El método que se utilice en el estudio debe ser consistente con los objetivos definidos para el estudio.	Incluir que la selección de medidas indicada en el Artículo 3-11 del presente Anexo, deberá efectuarse priorizando aquellas que presenten una mejor relación costo-beneficio, considerando apropiadamente los plazos de implementación. El Coordinador podrá considerar la aplicación de restricciones operacionales en el AtC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. Dentro de las restricciones operacionales que podrán considerarse en estos casos se incluyen: la exigencia de una cantidad mínima de unidades sincrónicas en operación o restricciones de generación a Centrales IBR. La aplicación de dichas restricciones se deberá realizar exclusivamente en el AtC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. En todos los casos, el Coordinador deberá justificar técnica y fundadamente la necesidad de dichas restricciones, y documentar la decisión en el Estudio. Las medidas analizadas por el Coordinador y que contribuyen a la Fortaleza podrán ser implementadas, de acuerdo con la normativa vigente que corresponda.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
762	Acenor A.G.	3-13	De manera similar a lo observado al Artículo 3-11, en el Artículo 3-13 se presenta un procedimiento metodológico para realizar el análisis de robustez de frecuencia. Dado el carácter multifactorial del atributo de robustez del sistema eléctrico y la intención de disponer de flexibilidad regulatoria para realizar el análisis de robustez, es recomendable definir apropiadamente los objetivos del estudio y dejar abierto el método mediante el cual se realizará la evaluación. Al final del proceso, se puede evaluar si el método que se ha aplicado cumple o no apropiadamente los objetivos del estudio.	Reemplazar el texto del Artículo 3-13 por lo siguiente: "El análisis de Robustez de Frecuencia se desarrolla de manera análoga al análisis de Fortaleza del Artículo 3-11 del presente Anexo. El Coordinador podrá considerar la aplicación de restricciones operacionales en el AfC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. Dentro de las restricciones que podrán considerarse en estos casos se incluyen: la exigencia de una cantidad mínima de unidades sincrónicas en operación o la exigencia de una cantidad mínima de inercia sincrónica, entre otras. La aplicación de dichas restricciones se deberá realizar exclusivamente en el AfC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. En todos los casos, el Coordinador deberá justificar técnica y fundadamente la necesidad de dichas restricciones, y documentar la decisión en el Estudio. Las medidas analizadas por el Coordinador y que contribuyen a la Robustez de Frecuencia podrán ser implementadas, de acuerdo con la normativa vigente que corresponda.”	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 626.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
763	Acenor A.G.	3-14	En el Artículo 3-14 se definen los requerimientos asociados a la clasificación de una red débil. Se sugiere ser coherente con nuestra propuesta de definición de red débil (Artículo 1-74).	Reemplazar el texto del Artículo 3-14 por lo siguiente: “Se entenderá que un área del sistema se clasifica como un Red Débil cuando se observe alguna de las siguientes condiciones: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se define en el Artículo 5-34.” c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia."	Se acoge parcialmente	El enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez y la clasificación de red débil se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. Por esta razón, el enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. No obstante lo anterior, se incluye la posibilidad de que el Coordinador incluya indicadores de desempeño adicionales cuando estos resulten pertinentes para la evaluación del desempeño dinámico del sistema.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
764	Acenor A.G.	4-1	Respecto del Artículo 4-1, Resultado del Estudio, el literal f indica: “Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica.” Se sugiere agregar el criterio económico en la evaluación.	Reemplazar el siguiente texto: “Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica.” Por el siguiente: “Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica y económica”.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
765	Acenor A.G.	General	Observamos que el Estudio de Robustez podría concluir que, para cumplir con los requerimientos establecidos, sea necesario implementar nueva infraestructura. Sin embargo, en paralelo, podrían estar ingresando al SEN instalaciones con capacidad GFM que, al aportar robustez al sistema, reduzcan dichos requerimientos. En este escenario, la infraestructura inicialmente licitada entregaría beneficios en los primeros años, pero existe el riesgo de que se vuelva obsoleta en el mediano plazo debido a la incorporación de tecnología GFM. Esto podría derivar en ineficiencias en la planificación y en un aumento de los costos del sistema eléctrico, tanto en servicios complementarios como en contratos de energía.	Se solicita incorporar un artículo transitorio que disponga la realización de un análisis técnico-económico considerando las particularidades señaladas en la observación.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
791	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	3-14	El concepto de “Red Débil” carece de definición y criterios públicos, lo que genera incertidumbre regulatoria y de viabilidad para proyectos FV+SAE en zonas vulnerables.	Establecer que el Estudio de Robustez sea público, con acceso a modelos y datos, que las restricciones operacionales sean última medida y que, si aplican, se acompañen de un esquema de compensación económica.	Se acoge parcialmente	El Estudio de Análisis de Robustez establece que será publicado junto con los antecedentes y bases de datos que sustentan sus resultados. Se aclara también que las restricciones operacionales no son medidas vinculantes del estudio.
792	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	3-11	La obligación de implementar atributos como GFM se introduce antes de que esté definido e implementado el mecanismo de remuneración en el mercado de SSCC. Esto genera riesgo de	Condicionar la entrada en vigencia de la exigencia de GFM a la plena implementación del mercado de SSCC, incluyendo: (i) definición de productos de robustez a licitar, (ii) publicación de especificaciones técnicas y	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Nuevos SSCC asociados a la Robustez del SI".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			CAPEX elevado sin certeza de ingresos, lo que puede desincentivar inversiones en SAE.	bases de licitación, y (iii) calendario vinculante de subastas.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
894	Coordinador Eléctrico Nacional	General	Se observa un cambio fundamental en la metodología y enfoque propuesto hasta ahora para determinar la fortaleza en el SEN, tanto por el Coordinador como por la autoridad cuando hizo el estudio de costo de instalaciones que aportan cortocircuito e inercia al SEN. Este enfoque ha consistido en usar escenarios críticos, calculando el Equivalent Short-Circuit Ratio (ESCR) con cortocircuitos estáticos y verificando que se supere un umbral obtenido de la experiencia comparada en barras relevantes, sin definir áreas o zonas a priori o al menos estableciendo una interdependencia entre ellas. En contraste, el proyecto de Anexo Técnico plantea evaluar la robustez mediante escenarios promedio (o clusterizados), usando un indicador calculado simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo (RMS), de cuyo fórmula y umbral no se disponen mayores antecedentes, en áreas que pueden ir cambiando dependiendo del "clúster". Se estima que este cambio metodológico conlleva diferencias importantes en enfoque, así como también implicancias prácticas para la programación y operación en tiempo real y riesgos computacionales y sistémicos, que se necesitan estudiar y ponderar.	-	Se acoge parcialmente	Efectivamente, la metodología propuesta representa un cambio de paradigma en la evaluación de Robustez, dejando atrás los indicadores basados en corrientes de cortocircuito e inercia, los cuales resultan adecuados únicamente para sistemas eléctricos dominados por máquinas sincrónicas. En sistemas con alta participación de IBR, como es el caso del sistema chileno, la Robustez debe evaluarse considerando que las IBR contribuyen a la Robustez de frecuencia y fortaleza de manera fundamentalmente distinta a las unidades sincrónicas convencionales. Sus aportes dependen de sus sistemas de control y modo de operación (GFM o GFL), aspectos que no se capturan mediante indicadores estáticos basados en niveles de corriente de cortocircuito o inercia. Por esta razón, el enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. De esta forma, se integran de manera coherente los distintos factores que inciden en la Robustez, como la inercia, los recursos para el control de frecuencia y tensión de red, y la respuesta dinámica de las distintas instalaciones y sus controladores, incluyendo IBR, generadores, entre otros, dentro de un marco de evaluación común. En cuanto a los indicadores del tipo SCR, estos permiten estimar la Fortaleza de una barra ante la conexión de una central específica. En particular, el indicador Equivalent SCR (ESCR) extiende este concepto para estimar la Fortaleza de una barra ante la conexión de una central IBR operando en modo grid following (GFL). Este indicador busca entregar una estimación más realista del nivel de Fortaleza

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
						visto por IBR GFL, considerando que la presencia de múltiples unidades GFL eléctricamente cercanas reduce la capacidad efectiva de la red para sostener el voltaje. En consecuencia, este tipo de indicadores entrega información local útil acerca de la Robustez de la conexión de una instalación específica, pero no permite evaluar la Robustez de un sistema eléctrico a nivel global. En cuanto a la observación referida a los riesgos computacionales asociados al cambio metodológico, en la nueva versión del Anexo Técnico se reduce tanto el número de escenarios a analizar en el Estudio como el procedimiento de selección de dichos escenarios, con el fin de disminuir tanto los tiempos de cómputo como los recursos humanos requeridos para su desarrollo.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
895	Coordinador Eléctrico Nacional	General	En opinión del Coordinador, el indicador ESCR proporciona un criterio relativamente simple para definir requerimientos de fortaleza de la red, ya que solo requiere de simulaciones de cortocircuito estático que solo en escasas ocasiones tiene dificultades en su cálculo y posee la ventaja de que los aportes de cortocircuito en MVA es un parámetro estandarizado (como MW, MVAr, GVAs, etc.) que se puede superponer de manera lineal en cierto vecindario de operación. En cambio, las simulaciones dinámicas RMS evalúan directamente el desempeño ante contingencias, produciendo resultados más complejos (curvas de tensiones, frecuencias, ángulos), no lineales ni estandarizadas ya que depende de los controladores específicos de las instalaciones utilizadas. Esto significa que pequeñas variaciones en condiciones iniciales dificulta determinar el comportamiento del sistema ante una combinación de distintas medidas.	-	No se acoge	El indicador ESCR constituye una herramienta útil y simple para evaluar la Fortaleza local de una barra frente a la conexión de una central IBR GFL. Sin embargo, dado que entrega información puntual sobre una conexión específica, su alcance es limitado y no permite evaluar la Robustez de un sistema eléctrico de manera global. Además, este tipo de indicadores no captura los aportes que pueden realizar las distintas IBR a la Robustez de un sistema, los cuales dependen de sus lazos de control y modo de operación. El enfoque propuesto en el Anexo Técnico, en cambio, evalúa la Robustez en función del desempeño dinámico del sistema durante contingencias, lo que permite capturar la interacción entre sus distintos componentes y la respuesta de sus lazos de control.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
896	Coordinador Eléctrico Nacional	General	Bajo el enfoque ESCR, es posible factible definir requerimientos sin mayor dificultad como por ejemplo el mínimo aporte de potencia de cortocircuito en 4 barras bien definidas, que luego podía proveerse mediante una licitación para satisfacer ese requisito. Con la nueva metodología, no se advierte que exista una manera directa de determinar el requerimiento y el "criterio de éxito" es el cumplimiento simultáneo de varios estándares de desempeño dinámico (recuperación de tensión, frecuencia mínima, etc.) para cada área por separado (AfC o AtF), sin un indicador numérico que sirva de base para una licitación de un atributo. En estos términos, no existe un requerimiento único, transparente y trazable, lo que dificultaría enormemente el diseño de una licitación de múltiples actores y soluciones, dada además la naturaleza no lineal y la no existencia de superposición en las simulaciones dinámicas. En particular, resulta difícil cómo el Coordinador podría traducir "lograr estabilidad dinámica bajo una variedad de escenarios" cuando hay múltiples oferentes, con diferentes equipos con distintos controles, salvo que solo un oferente proponga una solución integral a todos los problemas de robustez, lo que dificultaría además, por ejemplo, la incorporación de reconversiones de unidades generadoras térmicas en el mix de soluciones.	-	No se acoge	Se precisa que el AT del Estudio de Análisis de Robustez del SEN no tiene por objeto determinar ni cuantificar requerimientos para licitaciones de Servicios Complementarios, a efectos de mantener un determinado nivel de Robustez en el sistema. El enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. Por esta razón, el enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. No obstante lo anterior, se incluye la posibilidad de que el Coordinador incluya indicadores de desempeño adicionales cuando estos resulten pertinentes para la evaluación del desempeño dinámico del sistema.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
897	Coordinador Eléctrico Nacional	General	Las simulaciones RMS permiten captar la respuesta transitoria y algunas interacciones de control, ofreciendo información que un índice podría obviar. Sin embargo, presentan riesgos computacionales y de convergencia: el problema numérico es altamente no lineal, sin convergencia clara, especialmente considerando que la mayoría de los modelos RMS de las plantas ERV con recursos basados en inversores fueron homologadas en condiciones donde había un mayor nivel de cortocircuito en el SEN. Esta complejidad introduce incertidumbre sobre si es posible encontrar un algoritmo de optimización iterativo que encuentre una solución óptima factible en un tiempo razonable. Por ejemplo, análisis propios han mostrado que, en condiciones de red muy débil, los modelos RMS de parques renovables pueden presentar problemas numéricos de convergencia, generando ruido u oscilaciones no físicas en las señales simuladas. Algunos ejemplos de dichos modelos problemáticos son los de centrales PFV Pampa Tigre, PFV Almeyda, PFV Meseta de Los Andes y PFV Atacama Solar II; todos ellos con capacidad sobre los 50 MW. El problema anterior se minimiza cuando se usa el indicador como el ESCR, ya que, al incorporar las restricciones u obras para lograr un nivel de cortocircuito mínimo en las barras relevantes del SEN, los modelos dinámicos de las plantas ERV corren menos riesgo de provocar problemas de convergencia numérica. Incluso si se solucionan los problemas numéricos de los modelos dinámicos, existen condiciones de baja fortaleza donde la simulación converge pero se percibe una inestabilidad que puede ralentizar	-	No se acoge	Se reconoce que las simulaciones RMS implican un mayor esfuerzo computacional y que pueden presentar dificultades de convergencia en condiciones de red débil. Sin embargo, este tipo de simulaciones permite capturar de manera integral los distintos factores que inciden en la Robustez —como la inercia, los recursos para el control de frecuencia y tensión de red, y la respuesta dinámica de las distintas instalaciones y sus controladores, incluyendo IBR, generadores, entre otros, que son esenciales para evaluar la Robustez de sistemas con alta participación de generación IBR. Si bien estos estudios son complejos, demandan recursos computacionales relevantes y se apoyan en modelos que pueden presentar dificultades de convergencia, tales desafíos son inherentes a cualquier análisis dinámico, incluidos los que ya ejecuta el Coordinador. En cuanto a la observación de "encontrar un algoritmo de optimización iterativo que encuentre una solución óptima factible en un tiempo razonable", es importante destacar que el Estudio de Análisis de Robustez no tiene por objetivo identificar una combinación óptima de medidas correctivas, sino analizar la Robustez del SI —en el corto y mediano plazo– – con el fin de determinar su evolución, identificar tendencias y zonas débiles, así como un proponer conjunto de potenciales medidas orientadas a robustecer el sistema. En este contexto, el conjunto de potenciales medidas que se deriven del Estudio no tienen carácter vinculante y no darán lugar, por sí mismas, a procesos de licitación de nueva infraestructura ni incorporación de restricciones operacionales a centrales IBR. Los resultados del Estudio de Análisis de Robustez ,incluyendo las posibles medidas para robustecer el SI, constituirían un insumo

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			demasiado las simulaciones, que por temas prácticos deberían ser automatizadas.			técnico para efectos de la planificación del SI, incluyendo el Estudio de Servicios Complementarios, el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión, entre otros. Con el fin de precisar estos puntos, se modifica la redacción del Artículo 1-4 donde se presentan los objetivos del Estudio. Finalmente, cabe señalar que la nueva propuesta normativa sí incluye requerimientos mínimos de SCR para la conexión de centrales IBR-GFL, lo que permite minimizar el riesgo de tener condiciones de red muy débiles.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
898	Coordinador Eléctrico Nacional	General	En síntesis, la metodología introducida en el proyecto de anexo técnico y que está basada en simulaciones en el dominio del tiempo ofrece un análisis complejo de implementar si se le compara con el enfoque basado en el índice ESCR, y que además ha sido utilizado por otros operadores en el mundo. Se requieren múltiples iteraciones simulando dinámicamente distintas contingencias y proponiendo distintos tipos de medidas hasta lograr estabilidad, lo cual requiere de una gran capacidad computacional y de largos tiempos de convergencia numérica, considerando la combinatoria de posibles soluciones factibles, de distinta naturaleza de controles. Esto se contrapone al criterio único predefinido como el ESCR que permite calcular un requerimiento de forma más directa mediante la aplicación de un algoritmo de optimización en unos pocos escenarios críticos. Esto supone un desafío tanto para la programación, para la operación en tiempo real, para el diseño de una licitación y para la ejecución del mismo estudio. En estos términos, se recomienda disponer de transitorio que resuelva cómo se manejarán los riesgos identificados, al menos para la primera versión del Estudio y dar la posibilidad al Coordinador de establecer la metodología usando el enfoque que se ha venido usando hasta el momento y que ha mostrado resultados efectivos.	-	Se acoge parcialmente	Se reconoce que la metodología propuesta, basada en simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, requiere un mayor esfuerzo computacional que un estudio basado en indicadores estáticos como el ESCR. Sin embargo, este nivel de complejidad resulta necesario para evaluar adecuadamente la Robustez del sistema eléctrico nacional, caracterizado por una alta participación de IBR cuyos aportes a la robustez dependen de sus lazos de control y modos de operación. El enfoque propuesto permite capturar de manera integral la interacción dinámica entre los distintos componentes del sistema y evaluar el efecto combinado de distintas medidas orientadas a mejorar su robustez, algo que no es posible mediante indicadores estáticos. En cuanto a la observación referida a los riesgos computacionales asociados al cambio metodológico, en la nueva versión del Anexo Técnico se reduce tanto el número de escenarios a analizar en el Estudio como el procedimiento de selección de dichos escenarios, con el fin de disminuir tanto los tiempos de cómputo como los recursos humanos requeridos para su desarrollo. Respecto de los desafíos señalados para la operación en tiempo real y el diseño de una licitación, cabe señalar que las medidas para mejorar la Robustez del sistema que se deriven de este Estudio no tienen carácter vinculante y no darán lugar, por sí solas, a procesos de licitación de nueva infraestructura ni a la incorporación de restricciones operacionales. En consecuencia, la observación no resulta procedente en el marco de este Estudio.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
899	Coordinador Eléctrico Nacional	1-4	La propuesta metodológica se fundamenta en la premisa de que los resultados de las simulaciones son suficientemente representativos para el análisis. Si bien las simulaciones RMS constituyen una herramienta validada y ampliamente utilizada para estudios de estabilidad del sistema, es reconocido que no permiten representar con precisión ciertos fenómenos rápidos asociados a transitorios electromagnéticos, ni algunas interacciones específicas de parques renovables. Considerando el número limitado de modelos EMT representativos disponibles, y que la metodología actualmente empleada por el Coordinador ha mostrado resultados coherentes y cuenta con experiencia internacional, se sugiere mantener dicho enfoque, complementándolo con simulaciones EMT cuando se alcancen las condiciones para hacerlo.	Incluir al final del artículo: "Sin perjuicio de lo anterior el Coordinador podrá utilizar una metodología para resolver el cálculo de fortaleza, cuyos supuestos y desarrollo deberá estar documentado y disponible para cualquier interesado."	No se acoge	El propósito del Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez del SEN es establecer una metodología clara para la realización del Estudio, evitando interpretaciones diferentes sobre la realización del mismo. En ese sentido, no se busca otorgar flexibilidad respecto a la aplicación de la metodología en próximos estudios. Respecto al uso de modelos, se aclara que el Anexo Técnico en cuestión permite complementar los análisis RMS con el uso de modelos EMT cuando estos estén disponibles.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
900	Coordinador Eléctrico Nacional	1-5	Este artículo define las categorías de medidas para robustecer el sistema, incluyendo explícitamente el “ajuste de parámetros de control en IBR” como una de las cuatro clases de medidas posibles. En teoría, esto implica que si se detectan problemas de robustez asociados a recursos basados en convertidores (como parques eólicos, solares o equipos BESS), se consideraría modificar los ajustes de sus controles para mejorar la estabilidad. Sin embargo, surgen dificultades prácticas importantes para identificar qué ajustes específicos deberían ser retuneados: 3.1.1 Modelos RMS vs. equipos reales El estudio utilizará un modelo dinámico del SEN proyectado con la información disponible, incluyendo modelos de generadores y sus controles. En la práctica, muchos IBR se representan con modelos abiertos simplificados (por ejemplo, modelos WECC estándar o modificaciones de este) en ausencia de modelos de control propietarios detallados que por NTSyCS no se permiten ya que suelen estar encriptados. Estas representaciones simplificadas pueden no reflejar con precisión las particularidades de control de cada parque o central IBR. Por ende, si la simulación indica inestabilidad en un área, no queda claro cuál unidad o parque IBR específico está causando el problema ni exactamente qué parámetro debería retocarse. La falta de granularidad del modelo dificulta asignar responsabilidades o acciones correctivas a agentes individuales. 3.1.2 Simplificación RMS Aun contando con modelos detallados, las simulaciones en dominio RMS (fasorial) no capturan dinámicas de muy alta frecuencia ni todos los detalles de control de los convertidores como lo haría una simulación	A efectos de verificar el cumplimiento de los estándares de Robustez definidos en la NTSyCS, el Estudio deberá considerar un conjunto de medidas orientadas a robustecer el SI. Dicho conjunto podrá incluir cuatro tipos de medidas, clasificadas de la siguiente forma: a) Servicios Complementarios con recursos existentes: Servicios complementarios prestados en base a recursos e infraestructura existentes en el SI. b) Servicios Complementarios con nuevos recursos: Servicios complementarios basados en nuevos recursos e infraestructura que podrían ser incorporados al SI. c) Restricciones operacionales, si corresponde.	No se acoge	En la nueva versión del Anexo Técnico del Estudio de Análisis de Robustez del SEN, se ajustan las medidas del tipo "ajuste de parámetros" debido a que, en el sentido estricto, el propósito de dichas medidas no es robustecer el sistema, sino reducir los riesgos de inestabilidad local en las IBR. Sin perjuicio de lo anterior, se incorporan las medidas relativas al ajuste de los modos de operación de GFL a GFM y la priorización de corriente activa o reactiva, según corresponda.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			EMT. Por ejemplo, problemas relacionados a lazo de fase (PLL) o control de corriente de los inversores en redes débiles pueden no manifestarse fielmente en RMS. Esto agrega incertidumbre ya que podrían requerirse ajustes de control que el modelo RMS no evidencia claramente, o viceversa, el modelo podría sugerir ajustes en parámetros que en la realidad no tendrían efecto significativo o incluso podrían ser contraproducentes. 3.1.3 Identificación de unidades afectadas No se detalla un criterio para determinar qué IBR deben ser ajustados y solo se sugiere que, de presentarse un problema de estabilidad local asociado a una IBR, se podría considerar la resintonización de sus controles. Sin embargo, no se establece cómo el Coordinador identificará que "el problema de estabilidad es atribuible a tal o cual IBR" y no a la combinación general de la zona. Esto es crítico, pues solicitar ajustes a un Coordinado requiere fundamento técnico claro y específico por instalación para dar la instrucción. En resumen, aunque ajustar parámetros de IBR es una medida recomendada en casos de inestabilidades de control, la cual los Coordinados deberán acatar según Artículo 2-2(c), tanto esta metodología como la actual basada en ESCR, no es adecuada para determinar quién, cómo ni en qué magnitud se deben efectuar tales ajustes de control. Se solicita eliminar esta medida de este artículo y se sugiere incorporar en la NTSyCS un mecanismo que a partir de un monitoreo con mayor tasa de muestreo o a partir de comportamientos indeseados producto de fallas en el sistema, se pueda desconectar el IBR de la red y que a partir de análisis EMT detallados con modelos OEM, ya sea de manera individual o con las plantas en su vecindario, se pueda determinar los ajustes de			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			control necesarios para solucionar tales problemáticas. Todo el proceso deberá ser documentado en un informe técnico que deberá ser entregado al Coordinador para análisis antes de que se pueda volver a sincronizar a la red de manera permanente.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
901	Coordinador Eléctrico Nacional	3-1	En el horizonte de análisis definido, pueden existir obras de generación o almacenamiento en etapa de evaluación pero aún no declaradas en construcción, cuya incorporación resulte relevante para asegurar la suficiencia del sistema. Considerar estas proyecciones en el estudio permitiría anticipar el impacto de infraestructura estratégica y apoyar el desarrollo eficiente del sistema, especialmente cuando dichas obras se encuentren próximas a materializarse.	Incluir al final del artículo: El Coordinador podrá evaluar incorporar proyecciones de generación u almacenamiento, que se encuentren en evaluación y que aún no se hayan declarado en construcción, con la finalidad de asegurar la suficiente oferta para el desarrollo eficiente del sistema.	No se acoge	Los proyectos en etapa de evaluación que no cuentan con declaración en construcción, no reflejan suficiente avance en el proceso de conexión, por lo que no hay certeza de su efectiva interconexión al SI.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
902	Coordinador Eléctrico Nacional	3-3	Este artículo define la base de datos y modelos para el estudio, señalando que debe incluir, entre otros aspectos, la "operación esperada del SEN, con resolución horaria, para cada año del horizonte de evaluación". Esta definición resulta ambigua e incompleta, presentando varios problemas: 3.2.1 Escenario hidrológico y/o probabilidades de excedencia Hablar de "operación esperada por hora" sugiere que el Coordinador deberá publicar como parte de los entregables del estudio un despacho horario determinado para cada uno de los cuatro años del horizonte de evaluación. Esto da a entender que no es suficiente con entregar una ejecución de, por ejemplo, resultado de un modelo de planificación de largo plazo como el PLP, sino que se necesita una resolución como la que entrega un software utilizado para la programación de corto plazo, con el cual se genera programación diaria y semanal. No obstante, no se explicita cómo se elabora dicho perfil de operación ni que significa operación esperada. Dado que la matriz de generación depende fuertemente de la hidrología, la operación horaria puede variar significativamente entre un año hidrológicamente seco, medio o húmedo. El Anexo no indica qué hidrología o supuesto de insumos se usará para definir la operación esperada, ni si se trata de un promedio, un caso base más probable, u otra definición. Tampoco se menciona considerar probabilidades de excedencia o similar. 3.2.2 Ausencia de restricciones operativas en la simulación base Asimismo, no queda claro si en esa operación esperada se respetan las restricciones de transmisión o reservas de control de frecuencia. Tampoco se indica cómo se deben	La base de datos del Estudio deberá contener toda la información necesaria para representar adecuadamente las diferentes condiciones de operación que podría experimentar el SI proyectado para cada año del horizonte de evaluación. La base de datos deberá incluir, al menos, lo siguiente: a) Escenarios críticos del SEN, para cada año del horizonte de evaluación;	Se acoge parcialmente	En la nueva versión del Anexo Técnico, se reduce el número de escenarios a analizar en el Estudio, así como el procedimiento de selección de dichos escenarios, por lo que el artículo observado se modifica en consecuencia para reflejar estos cambios.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			considerar estas restricciones, en caso de tomarse en cuenta, para los años 2 y 3 ya que estas a lo más están determinadas para el año 0 y 1. 3.2.3 Operación anual esperada vs escenarios críticos En estudios de seguridad suele interesar identificar condiciones críticas (por ejemplo, máxima demanda, máxima transferencia norte-sur, mínima inercia en sistema, mayor penetración renovable). Sin embargo, la noción de "esperado" sugiere un escenario medio que podría no reflejar condiciones críticas para el sistema, que, si bien podrían no ser tan recurrentes, pueden representar un alto riesgo para la seguridad del SEN. Así, la metodología propuesta para este estudio difiere de la utilizada en otros estudios, donde deliberadamente se estresa el sistema bajo condiciones limitantes pero realistas (p.ej., demanda máxima con mínima generación síncrona). El hecho de no especificar si se analizarán condiciones fuera de lo "esperado" deja un vacío y representa un riesgo importante, ya que, si el estudio solo se basa en analizar la operación esperada promedio, existe el riesgo de no detectar problemas de robustez que surjan en situaciones menos frecuentes pero severas. La metodología debería aclarar si se considerarán escenarios adicionales para capturar estos casos extremos. Se solicita seguir con la misma filosofía de los otros estudios de seguridad de utilizar escenarios críticos. Para reducir esta incertidumbre se recomienda que que el Anexo disponga que es el Coordinador quién definirá los escenarios en cada oportunidad.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
903	Coordinador Eléctrico Nacional	3-5	Acotar escenarios a situaciones "esperadas" no permitiría identificar situaciones de riesgo para el sistema que gatillen mejoras en la robustez. Valores representativos no suelen caracterizar situaciones extremas.	Para cada año del horizonte de evaluación, el Coordinador deberá identificar un conjunto acotado de configuraciones de despacho que represente adecuadamente la operación del SI a lo largo de un año calendario. Los Modos de Operación Representativos deberán ser identificados mediante la aplicación de métodos de agrupamiento o caracterización que utilicen como base datos horarios anuales. Dichos modos podrán capturar tanto la operación esperada como situaciones asociadas a escenarios de riesgo que puedan afectar variables críticas para la Robustez del SI. El agrupamiento deberá considerar como variable de entrada el estado de encendido o apagado de las unidades generadoras, e incorporar la matriz de conectividad del SEN de modo de mantener la coherencia eléctrica de las configuraciones identificadas.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".
904	Coordinador Eléctrico Nacional	3-5	Las metodologías empleadas por el Coordinador apuntan a conservar la seguridad y calidad del servicio a mínimo costo económico. Los rangos determinados en la aplicación de estas metodologías consideran condiciones críticas, y en las cuales se verifica el cumplimiento normativo. Emplear técnicas de agrupamiento, como clustering, implica usar escenarios representativos de los grupos, o cluster, que por definición son condiciones menos exigentes que las de la frontera del cluster.	Se sugiere conservar la selección de escenarios vía criticidad de los mismos.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
905	Coordinador Eléctrico Nacional	3-5	Se describe la identificación de Modos de Operación Representativos para cada año, a través de métodos de agrupamiento (clustering) aplicados a la base de datos horaria. Sin embargo, la idea de reducir el universo de horas a un conjunto de escenarios típicos esperados tiene varias complicaciones prácticas. 3.3.1 Número de escenarios/clústeres no definidos Se indica que "la cantidad de Modos… deberá definirse en función del error de agrupamiento", pero no se fija un rango ni valor de referencia para dicho error. Queda a discreción del Coordinador cuánto error es aceptable, lo que podría derivar en muy pocos modos (si se tolera mucho error) o demasiados (si se fuerza muy poco error). No hay claridad sobre el balance entre representatividad vs. complejidad. Si bien la recomendación del Coordinador es usar escenarios críticos porque eso es la práctica común a nivel internacional, en el caso de que eso sea descartado se propone que se especifique al menos un criterio cuantitativo para reducir el número de modos al mínimo y asociado a algunas características cualitativas que sea necesario evaluar (día, noche, madrugada, laboral, festivo, primavera-verano, hora punta, demanda máxima, demanda mínima, etc.). Finalmente, hay que considerar que la aplicaciones de las medidas encontradas para cada cluster dificiltmente podrá ser implementada a nivel de programación u operación en tiempo real. 3.3.2 Uso de la matriz de conectividad – concepto poco explicado Se señala que el agrupamiento debe "incorporar la matriz de conectividad del SEN	Artículo 3-5 Escenarios de operación Para cada año del horizonte de evaluación, el Coordinador deberá identificar un conjunto acotado de configuraciones de despacho que represente adecuadamente escenarios críticos de operación del SI a lo largo de un año calendario.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			de modo de mantener la coherencia eléctrica". Sin embargo, no se explica la forma en que dicha matriz se calcula. Esta incorporación de coherencia eléctrica es positiva, pero al no detallarse, puede llevar a interpretaciones distintas. Se entiende que este cálculo permitiría la convergencia numérica de un flujo que es el promedio de varios flujos, pero además de la convergencia del flujo, existen otros problemas como que el despacho promedio de una unidad sea menor a su Mínimo Técnico. Se solicita considerar este riesgo computacional de convergencia numérica que viene de aplicar la metodología tal como se encuentra en el texto.			
906	Coordinador Eléctrico Nacional	3-6	No se define el concepto "distancia eléctrica".	Definir el concepto "distancia eléctrica", o en su defecto utilizar la impedancia Thévenin.	Se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 62.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
907	Coordinador Eléctrico Nacional	3-6	La razón dU/dQ, sin activar controladores de tensión, es inversamente proporcional a la potencia de corto circuito. La potencia de corto circuito sólo considera el aporte de los componentes con parámetros de reactancia subtransitoria (máquinas sincrónicas). Por lo tanto, el indicador es indiferente a la participación de generación basada en inversores tipo seguidor de tensión. Si se activan los controles de tensión, las barras cercanas a éstos podrán presentar grandes y caóticas oscilaciones antes de lograr el estado estacionario. Esta falsa sensación de fortaleza podría llegar a infravalorar un condición débil del sistema, comprometiendo la seguridad y calidad de éste. Se sugiere que la fortaleza de red, por tensión, sea calculada a partir de la razón entre la potencia de cortocircuito y la sumatoria de la potencia activa proveniente de inversores ponderada por la distancia eléctrica (factores de interacción). Este indicador sí depende de la participación de generación basada en inversores, en modo seguimiento de red, además de incluir la ponderación de ésta respecto de su distancia relativa a la barra bajo análisis. Adicionalmente, se sugiere no utilizar el ESCR o el dU/dQ para definir coherencia entre barras ya que se ha demostrado que barras en lugares opuestos pueden compartir tanto el ESCR como el dU/dQ.	-	No se acoge	En cuanto a cómo calcula Digsilent las sensibilidades dV/dQ por barra es importante mencionar: i. Para todas las tecnologías (UGS, GFM y GFL) que posean control de tensión, la sensibilidad que calcula digsilent en la barra de baja tensión es siempre 0. Por otro lado, la sensibilidad es siempre distinta de 0 en la barra de alta tensión (es decir, después del trasformador de subida). Por lo tanto, se puede decir que en el modelo del SEN no existen equipos con controladores que estén configurados para mantener el voltaje fijo en barras de alta tensión. ii. Por otra parte, para todas las tecnologías que no posean control de tensión (ya sea UGS, GFM o GFL), la sensibilidad que calcula digsilent en la barra de baja tensión es siempre distinta de 0.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
908	Coordinador Eléctrico Nacional	3-6	Se definen dos indicadores clave para identificar áreas coherentes: (a) la sensibilidad ΔU/ΔQ por barra (para robustez de tensión) y (b) la inercia síncrona equivalente por barra (para robustez de frecuencia). Al respecto se tienen las siguientes observaciones: 1) Sensibilidad ΔU/ΔQ por barra Se recomienda sustituir la matriz de sensibilidad ΔV/ΔQ por la matriz ΔQ/ΔQ (dQdQ) como variable de entrada al algoritmo de clustering que define las Áreas de Tensión Coherente (AtC). Esto debido a que el indicador ΔV/ΔQ caracteriza cuán sensible es la tensión de cada barra ante una inyección local de potencia reactiva. Esto sirve para localizar barras débiles o fuertes, pero no describe la relación eléctrica entre barras distintas. En cambio, la matriz dQdQ ≡ ∂Q_i/ ∂Q_j cuantifica la interacción de potencia reactiva entre barras; es decir, qué tan "cercanos" están —en términos de control de tensión— los recursos capaces de proveer Q a una barra dada. Así captura la proximidad eléctrica efectiva de los recursos de Control de Tensión (CT) respecto de cada barra. Al agrupar barras cuyas columnas/filas dQdQ son parecidas, se obtiene un conjunto de barras que comparten esencialmente el mismo "pool" de recursos de CT, lo que es coherente con la idea de AtC como áreas que requieren soluciones conjuntas. Por otro lado, dos barras pueden exhibir la misma magnitud de ΔV/ΔQ (ambas "débiles"), pero ubicarse en extremos opuestos del sistema y depender de recursos completamente diferentes. Con la matriz dQdQ eso se podría distinguir. Finalmente, el resultado del cluster basado en dQdQ ya incorpora la cercanía entre barras y recursos síncronos/FACTS, facilitando que cualquier	-	No se acoge	Se actualiza el presente artículo y la redacción de la metodología para definición de áreas, aclarando y simplificando este proceso. Se incluye además la definición de distancia eléctrica, el cual es un indicador utilizado solamente para definición de áreas y no para la evaluación del desempeño de Robustez.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			medida de refuerzo (p. ej., un condensador síncrono o un STATCOM) beneficie homogéneamente al área resultante. Inercia síncrona equivalente por barra Este indicador de inercia introduce una fórmula donde la contribución de cada generador síncrono está ponderada por una distancia eléctrica D_ig. Además, se menciona que "el Coordinador podrá considerar como aporte a la inercia aquella inercia sintética o emulada proveniente de IBR". Las observaciones principales son: Indicador no representa un aporte al fenómeno que desea evaluar Tal como se expresa el indicador de inercia, más bien tiene sentido para efectos de colapso de tensión por "backswing" debido a una excesiva excursión angular. De acuerdo a lo demostrado en los estudios, no da cuenta de ni de la tasa de caída ni de la frecuencia mínima. Estos indicadores dependen más bien de la inercia sistémica, la reserva de CPF y la potencia desconectada. Si la red es débil y la frecuencia presenta oscilaciones puede ser por baja inercia pero también por problemas de falta de torque de amortiguamiento, en cuyo caso el indicador no da cuenta de aquello. 2) Distancia eléctrica no especificada El parámetro D_ig (distancia eléctrica en por unidad entre barra i y generador g) es fundamental para calcular la inercia equivalente vista desde cada barra. Sin embargo, el Anexo no indica cómo se determina esta distancia eléctrica. Presumiblemente se relaciona con la impedancia eléctrica entre el bus i y g, posiblemente algún indicador del tipo dv/dv como el que se utiliza para calcular los factores			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			de interacción del ESCR. Dada la relevancia de este parámetro que representa la reactancia equivalente entre el generador y la barra en la determinación de las Áreas de Frecuencia Coherente (AfC) es necesario saber la metodología de tal cálculo. La ausencia de metodología puede generar interpretaciones distintas y que puede dar lugar a discrepancias evitables con una definición clara. Inercia sintética de IBR – conteo y equivalencia. El Anexo incorpora el concepto de inercia sintética/emulada de recursos IBR como parte del aporte, lo cual es positivo para reflejar contribuciones de los recursos basado en inversores, especialmente los del tipo GFM. No obstante, no se detalla cómo cuantificar dicha inercia sintética ni en este anexo ni en el de exigencias mínimas. A diferencia de un generador síncrono, que tiene una constante de inercia H clara (en MVAs), en un IBR la "inercia emulada" depende de lógicas de control y puede no ser lineal ni constante ni menos estandarizada para todos los fabricantes. El Anexo debería indicar algún criterio trazable para estimar una H equivalente, por ejemplo, en base a su aporte de potencia ante una deriva de frecuencia estándar. Actualmente, queda abierto a discreción del Coordinador cuánto "H" asigna a cada IBR, lo que podría llevar a sobrestimar o subestimar la robustez de frecuencia en áreas con alta penetración renovable y que puede dar lugar a discrepancias evitables con una definición clara.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
909	Coordinador Eléctrico Nacional	3-7	No se indica la forma en que se obtienen las áreas coherentes. En el caso que fuera mediante un valor escalar, como el dU/dQ, la coherencia o valores similares de este indicador lleva a inconsistencias, haciendo coherentes barras en lugares opuestos dentro del sistema. Se sugiere no establecer áreas coherentes, sino restricciones operativas en función de la seguridad y calidad del servicio. Esto sí se cumple al establecer límites al valor del ESCR, límites términos, transitorios de tensión, etc. Se sugiere no establecer áreas coherentes, sino restricciones operativas en función de la seguridad y calidad del servicio. Esto sí se cumple al establecer límites al valor del ESCR, límites térmicos, transitorios de tensión, etc.		No se acoge	Los indicadores definidos en el Artículo 3-6 se utilizan para identificar áreas del sistema que comparten características eléctricas y recursos de control similares en términos de robustez de frecuencia y de tensión. A partir de dichos indicadores calculados por barra, puede aplicarse cualquier método de agrupamiento sobre las barras del SI para definir las áreas correspondientes. En la nueva versión del Artículo 3-7 se incorpora una restricción de conectividad topológica con el fin de evitar que barras ubicadas en zonas opuestas del sistema se agrupen dentro de una misma área: Las áreas deben ser geográficamente continuas y sólo pueden incluir barras que estén directamente conectadas entre sí, sin atravesar otras áreas. En otras palabras, cada área debe inducir un subgrafo conexo dentro de la red. La definición de áreas dentro del Estudio de Robustez tiene como finalidad estructurar y focalizar el análisis, facilitando la interpretación de resultados y orientando tanto la identificación como la localización de medidas correctivas. Eliminar la noción de áreas de frecuencia y tensión, desvincularía la evaluación de robustez de su dimensión espacial, dificultando la identificación de barras y zonas débiles que requieren ser fortalecidas. En cambio, la identificación de áreas permite priorizar el análisis en sectores geográficos específicos del SI, de manera que las acciones propuestas —ya sean de carácter estructural u operativo— puedan concentrarse donde efectivamente se requiere reforzar el sistema. En el contexto chileno, la definición de áreas —antes de realizar las simulaciones dinámicas— resulta especialmente relevante debido a su gran extensión y a la distribución heterogénea de generación sincrónica y no sincrónica (IBR), lo que conlleva una

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
						disponibilidad desigual de recursos de control en términos de la fortaleza de frecuencia y tensión. Esta segmentación del SI permite estructurar el Estudio en zonas geográficas específicas, facilitando la priorización y aplicación práctica de las medidas de robustecimiento.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
910	Coordinador Eléctrico Nacional	3-7	El Artículo 3-7 describe cómo, para cada Modo de Operación Representativo, el Coordinador identificará Áreas de Tensión Coherente (AtC) y Áreas de Frecuencia Coherente (AfC) aplicando métodos de agrupamiento sobre las barras, utilizando respectivamente los indicadores ΔU/ΔQ e inercia equivalente. Esto significa que en cada escenario operativo analizado las áreas coherentes podrían ser distintas, ya que dependen de la condición de generación/despacho en ese modo. Esta característica plantea complejidades operativas importantes: 3.5.1 Variabilidad de áreas según escenario Dado que las AtC/AfC se recalculan para cada modo operativo, las fronteras de cada área coherente pueden cambiar de un escenario o de un año para otro. Una barra podría pertenecer a un Área de Robustez de Tensión distinta bajo diferentes condiciones de despacho, por ejemplo. Esto dificulta la implementación de medidas del tipo de restricciones operativas, donde sería deseable cierta estabilidad o consistencia en la definición de áreas (p.ej., áreas típicas a reforzar). La necesidad de cierta estabilidad en las áreas se debe a que las herramientas de programación y monitoreo de la operación del SEN son fijas en el tiempo y solo se deberían actualizar ante cambios relevantes en la topología u operación del sistema. 3.5.2 Carga computacional y múltiple iteración Determinar AtC/AfC para cada escenario de cada año añade carga al estudio, pues implica ejecutar el algoritmo de clustering varias veces. Si el número de Modos Representativos es elevado (lo cual es posible dado que	Las AtC y AfC serán determinadas por el Coordinador, de acuerdo a una metodología propuesta por este. Cabe señalar que, la cantidad de AtC y AfC pueden diferir entre sí, producto de que representan fenómenos de distinta naturaleza.	Se acoge parcialmente	En línea con varias observaciones formuladas por el Coordinador, la nueva versión del Anexo Técnico reduce tanto el número de escenarios a analizar en el Estudio como el procedimiento utilizado para su selección. Asimismo, se introducen modificaciones en los artículos relativos a la determinación de las áreas de frecuencia y de tensión, las cuales pasan a denominarse áreas de frecuencia y tensión, con el propósito de atender las dificultades señaladas respecto de la carga computacional y el número de iteraciones requeridas en el Estudio.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			tampoco se limitó claramente, ver observación Art.3-5), la combinatoria de agrupar barras por cada escenario se vuelve compleja. Esto repercute en el tiempo de ejecución y la factibilidad de completar el estudio en plazo (ver observación sobre Art. 5-1). Quizá se podría simplificar fijando las áreas que están en el artículo transitorio y solo agregar una revisión en caso de ser necesario sobre uno de los escenarios bajo estudio. En resumen, la metodología resulta teóricamente sólida al reconocer la naturaleza variable de las áreas coherentes, pero operacionalmente compleja. Para que los resultados sean aplicables, se sugiere al menos: (1) introducir criterios de estabilidad en las agrupaciones y (2) asegurarse de que cualquier restricción operacional derivada corresponda a áreas definidas de manera consistente; y (3) evaluar la viabilidad computacional de repetir clustering para numerosos escenarios.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
911	Coordinador Eléctrico Nacional	3-9	No existe evidencia que el índice de desempeño dinámico, calculado para cada contingencia de las AtC conforme a lo establecido en el Artículo 5-75 de la NTSyCS y el umbral establecido permitan clasificar de manera adecuada una red débil.	Indicador de Fortaleza: ESCR u otro a definir por el Coordinador	No se acoge	Efectivamente, el índice de desempeño dinámico (IDD) no tiene por objeto servir como base para la definición de un umbral que permita clasificar un área del sistema como débil o fuerte. El IDD, tal como su nombre lo indica, constituye una medida del desempeño dinámico del sistema frente a contingencias del tipo cortocircuito, sin implicar una evaluación directa de la Robustez de Tensión (Fortaleza) de la barra en la cual se simula la falla.
912	Coordinador Eléctrico Nacional	3-9	La frecuencia mínima es un indicador más bien global del sistema, que no diferirá mucho entre las distintas AfC. Como indicador de robustez particular de cada AfC sería más adecuado el RoCoF. El análisis de la frecuencia mínima ya se realiza en el ECFyDR, aunque para un horizonte de 1 año.	Indicador de Robustez de Frecuencia: ROCOF u otro a definir por el Coordinador	Se acoge parcialmente	Se incluye mención al RoCoF en línea con lo observado.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
913	Coordinador Eléctrico Nacional	3-10	Se indica que, previo al análisis de robustez en sí, el Coordinador debe identificar "el conjunto de todas las posibles medidas" que puedan contribuir a la robustez, incluyendo al menos dos categorías: (a) recursos técnicos e infraestructura existente habilitados como servicios complementarios relevantes, y (b) alternativas de nuevas instalaciones o adecuaciones factibles dentro del horizonte de 3 años. Esta sección, aunque amplia, deja algunas inquietudes prácticas: 3.7.1 ¿Qué se entiende por recursos "habilitados" para robustez? En la categoría (a), se listan "todos aquellos recursos... disponibles en el SI que, en el marco de los Servicios Complementarios, estén habilitados para prestar servicios que contribuyan a mejorar la Robustez de Frecuencia o Fortaleza". Actualmente, no existe formalmente un servicio complementario explícito de "robustez" salvo los tradicionales (control de tensión puede asimilarse a fortaleza de tensión, control rápido o primario de frecuencia a robustez de frecuencia). Se interpreta que "recursos habilitados" serían, por ejemplo, unidades síncronas existentes capaces de aportar inercia o potencia de cortocircuito, o instalaciones IBR GFM, sin embargo, estas categorías y los requerimientos mínimos de performance aún no están especificados en el Informe de Definición de Servicios Complementarios. 3.7.2 Crecimiento combinatorial de las soluciones Listar "todas las posibles medidas" de ambas categorías (a) y (b) puede producir una cantidad enorme de combinaciones potenciales a analizar. Por ejemplo, en (b)	Para el desarrollo del análisis establecido en el Artículo 3-11 y Artículo 3-13 del presente Anexo, el Coordinador deberá identificar, para cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio, el requerimiento de Robustez del SI en base a la metodología propuesta. Las instalaciones que permitan cumplir con los requerimientos podrán ser: a) Todos aquellos recursos técnicos e infraestructura disponibles en el SI que, en el marco de los Servicios Complementarios, estén habilitados para prestar servicios que contribuyan a mejorar la Robustez de Frecuencia o Fortaleza del SI. b) Alternativas de nuevas instalaciones, adecuaciones de instalaciones o nueva infraestructura con el potencial de robustecer Redes Débiles y cuya instalación y entrada en operación sea factible dentro de un plazo máximo del horizonte de evaluación. El requerimiento a considerar en el Estudio deberá clasificarse según: i. Tipo de Robustez (frecuencia, tensión o ambas); ii. Año a partir del cual es necesario iii. Área del SI donde existe el requerimiento: AtC, en el caso de requerimientos de Fortaleza; y AfC, en el caso de requerimientos de Robustez de Frecuencia. En aquellos casos en que un requerimiento sea simultáneamente de Robustez de Frecuencia y de tensión, se deberá identificar explícitamente tanto el AtC como el AfC involucradas.	Se acoge parcialmente	El objetivo general del Estudio es analizar la robustez del SI, en el corto y mediano plazo, en función de su desempeño dinámico durante contingencias. En este contexto, es importante señalar que el conjunto de potenciales medidas que se deriven del Estudio no tienen carácter vinculante y no darán lugar, por sí mismas, a procesos de licitación de nueva infraestructura ni a la incorporación de restricciones operacionales a centrales IBR. Los resultados del Estudio de Análisis de Robustez, incluyendo las posibles medidas para robustecer el SI, constituirían un insumo técnico para efectos de la planificación del SI, incluyendo el Estudio de Servicios Complementarios, el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión, entre otros. Con el fin de precisar estos puntos, se modifica la redacción del Artículo 1-4 donde se presentan los objetivos del Estudio. Con respecto a la observación sobre el significado de los recursos "habilitados" para Robustez, efectivamente, en la categoría (a) se incluyen todos los recursos disponibles en el SI que, en el marco de los Servicios Complementarios, estén habilitados para prestar servicios que contribuyan a mejorar la robustez de frecuencia o la fortaleza del sistema. Si bien actualmente no existe un servicio complementario específico del concepto de "Robustez", la regulación establece que la Comisión puede definir nuevos SSCC o categorías de estos, en el marco de lo establecido en el Decreto Supremo 113, de 2017, del Ministerio de Energía (Reglamento de SSCC). La Comisión analiza permanentemente los requerimientos que pudieran ser necesarios incluir en la definición de nuevos SSCC o categorías de estos. Mientras esto no ocurra, se entenderá por recursos habilitados precisamente a los

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			caben “todas las opciones tecnológicas disponibles en el mercado” para robustecer redes débiles – esto puede incluir condensadores síncronos, sistemas FACTS como STATCOM GFM, sistemas de almacenamiento BESS GFM, etc., o una combinación de ellos, multiplicado por cada barra y escenario estudiado. Evaluar todas las combinaciones de medidas para cada contingencia y área resultaría intratable con simulaciones dinámicas, considerando todas las posibilidades de tecnologías, fabricantes y ajustes de control. Es probable que el Coordinador deba acotar usando su expertis qué medidas son más pertinentes en cada caso. Sin embargo, el Anexo no menciona ningún método de pre-selección o descarte de medidas dominadas. En la práctica, se requerirá un enfoque heurístico o iterativo inteligente, porque analizar “todas las posibles” de forma exhaustiva es imposible (a diferencia del enfoque ESCR donde sí era posible con una capacidad computacional y tiempo razonable). Esta omisión metodológica deja incertidumbre sobre la completitud y óptimo de las soluciones halladas. La no linealidad de las simulaciones dinámicas y la no superposición lineal de las soluciones factibles, dificultan la implementación de algoritmos de optimización como el que fue implementado en el caso del ESCR, el cual por lo demás, tampoco aseguraba el óptimo global pero que hacía todo lo posible para llegar a él.			servicios tradicionales que hoy cumplen funciones equivalentes, tal como se señala en la observación. En atención a esta observación, se modifica el Artículo 3-10 del Anexo para incluir explícitamente ejemplos de las medidas consideradas en cada categoría. En relación con la observación sobre el “crecimiento combinatorial de las soluciones”, es importante destacar que el Estudio de Análisis de Robustez del SEN no tiene por objetivo identificar una combinación óptima de medidas correctivas. Tal como se menciona en la observación, una búsqueda exhaustiva de soluciones sería impracticable debido al esfuerzo computacional que implicarían las simulaciones dinámicas asociadas. La frase “el Coordinador deberá identificar, ... el conjunto de todas las posibles medidas que puedan contribuir a la Robustez del SI” debe entenderse como una instrucción de carácter inclusivo: busca evitar la exclusión de tecnologías o soluciones disponibles en el mercado que —desde una perspectiva estrictamente técnica— puedan aportar al fortalecimiento del sistema. En este sentido, el Estudio no pretende realizar una comparación detallada ni una optimización técnico-económica de las distintas alternativas, sino disponer de una visión general de las medidas que, potencialmente, podrían aportar al fortalecimiento del sistema.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
914	Coordinador Eléctrico Nacional	3-11	Mantener la referencia directa al cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 5-73 de la NTSyCS permitiría aplicar el criterio normativo de manera más flexible y coherente con lo establecido en dicho artículo, facilitando la incorporación de los indicadores y metodologías que este contemple.	Modificar el numeral III del procedimiento indicado en el Artículo 3-11 del Anexo Técnico de Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez, reemplazando el texto “Que el IDD cumpla con lo indicado en el Artículo 5-73 de la NTSyCS” por: “Que se cumpla con lo dispuesto en el Artículo 5-73 de la NTSyCS”	Se acoge parcialmente	Se precisa la redacción del presente artículo en línea de aclarar la metodología propuesta y los criterios de evaluación para el IDD.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
915	Coordinador Eléctrico Nacional	3-11	Se establece el procedimiento para el análisis de Fortaleza (robustez de tensión) del sistema proyectado, mediante simulaciones dinámicas y un proceso iterativo de selección de medidas. Se comprueban para cada contingencia en cada AtC unos criterios normativos (referenciados a la NTSyCS, e.g. Art.5-31, 5-23, 5-73) que básicamente exigen: estabilidad de sincronismo, tensiones post-falla dentro de estado de alerta, e IDD sobre el umbral establecido. Si algún criterio falla para una contingencia dada, se deben agregar medidas de robustez y volver a simular, repitiendo iterativamente hasta cumplir todos los criterios en todas las contingencias analizadas. Si bien el esquema es claro en papel, existen fallas prácticas posibles no abordadas: 3.8.1 Punto de partida en sistemas demasiado débiles El método asume que uno puede comenzar simulando el sistema proyectado tal cual, con los recursos existentes y confirmados, y luego ir añadiendo medidas si falta robustez. Sin embargo, ¿Qué ocurre si el sistema base es tan débil que ni siquiera puede simularse correctamente una contingencia simple de severidad 4a o 5? Este no es un escenario teórico, de hecho, en estudios previos del SEN se han encontrado situaciones de muy baja inercia o cortocircuito donde los modelos no convergen o arrojan resultados no realistas (oscilaciones numéricas). En tales casos, la metodología iterativa no tendría un piso firme para empezar puesto que habría que a priori incorporar algo (despacho forzado, restricciones de transmisión o nueva infraestructura) para estabilizar la red en la simulación. El Anexo no contempla esta posibilidad. Se debería añadir	En esta etapa se lleva a cabo el análisis de Fortaleza para identificar los requerimientos mínimos que deberá cumplir el SI proyectado, a fin de garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS. Este análisis deberá desarrollarse para cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio en base a la metodología establecida por el Coordinador, utilizando el modelo dinámico del SI proyectado, elaborado conforme a lo dispuesto en el Artículo 3-9 del presente Anexo. La Figura 2 presenta el procedimiento metodológico a seguir para llevar a cabo el análisis de un año dentro del horizonte de evaluación. Este procedimiento deberá aplicarse de forma independiente para cada uno de los años considerados en dicho horizonte. Figura 2: diagrama metodológico para el análisis de robustez Para un año particular del horizonte de evaluación, se seguirá el siguiente procedimiento. Para los escenarios críticos del año de análisis, se deberán calcular los indicadores establecidos por el Coordinador. Si para una AtC, no se cumple alguno de los criterios establecidos en la metodología propuesta por el Coordinador, se deberá seleccionar una o más medidas entre aquellas contenidas en el conjunto definido en el Artículo 3-10 del presente Anexo, que permitan aumentar la Fortaleza de dicha AtC. Para estos efectos, la selección de medidas deberá realizarse siguiendo el orden de priorización establecido en el Artículo 3-12 del presente Anexo. El procedimiento descrito deberá repetirse de forma iterativa hasta que se verifique el cumplimiento de todas las exigencias establecidas por el Coordinador. para cada una	Se acoge parcialmente	En línea con esta observación formulada por el Coordinador, la nueva versión del Anexo Técnico incorpora modificaciones en el artículo observado, con el propósito de atender las dificultades señaladas respecto del “punto de partida en sistemas demasiado débiles”. Asimismo, se aborda el comentario relativo al “criterio de pérdida de sincronismo y estabilidad de control”.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			una salvedad del estilo: “si el estado inicial del sistema no permite la simulación estable de las contingencias, el Coordinador podrá suponer la implementación mínima de ciertas medidas (p. ej., mantenimiento de unidades síncronas en servicio para un mínimo ESCR a definir por la normativa) para efectos de realizar el análisis”, o algún mecanismo similar. Actualmente, la metodología no indica qué hacer si el problema no tiene solución en la simulación inicial, quedando en un vacío metodológico. Si bien la NTSyCS indica que la falla de severidad 4a se puede ejecutar con una resistencia de falla, no queda claro que esto sea para estabilizar las simulaciones o por alguna otra razón. De todos modos, la determinación de esa resistencia de falla debería ser calculada con una metodología clara como la que propone el Coordinador. 3.8.2 Criterio de pérdida de sincronismo y estabilidad de control Los criterios normativos I, II, III citados refieren a artículos de la NTSyCS que cubren requerimientos de performance de frecuencia, tensión y un Índice de Desempeño Dinámico (IDD). Sin embargo, no se menciona explícitamente el criterio de “no pérdida de sincronismo”. Sería útil mencionarlo directamente para evitar ambigüedad. Más crítico aún, no existe estándar definido para “estabilidad de control” de IBR. Un parque eólico podría no “perder sincronismo” como tal (al no tener ángulo rotor coherente), pero podría sufrir bloqueo de convertidor, disparos por protección de control, o grandes oscilaciones. El Anexo no define qué constituye un fallo inaceptable en un IBR bajo contingencia más allá de la frecuencia mínima	de las AtC de los escenarios críticos del año en análisis. Como resultado del análisis de fortaleza descrito, aplicado a cada año dentro del horizonte de evaluación del Estudio, se obtendrá: a) El conjunto de medidas con las que debe contar el SI a fin de garantizar el cumplimiento de los estándares de Fortaleza establecidos durante todo el horizonte de evaluación. b) Una lista con las AtC que cumplan con los criterios para ser clasificadas como Redes Débiles según el Artículo 3-14 del presente Anexo, incluyendo el o los años en que dicha clasificación resulte aplicable. Finalmente, se realizarán simulaciones dinámicas para verificar el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámicas del SEN establecidos en el capítulo 5 de la NTSyCS		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			y tensiones de barra. Tal sería necesario asumir que cualquier IBR que permanezca conectado y cumpla tensión/frecuencia está bien, aunque su control esté en el límite. Este aspecto puede ser complejo de resolver frente a criterios de desempeño para convertidores bajo fallas no están explícitos. En su lugar se recomienda que se contemple alguna métrica adicional o al menos el monitoreo del comportamiento de variables internas de IBR (ángulo PLL, corrientes) para asegurar que la solución propuesta verdaderamente sirva para asegurar la no pérdida de sincronismo de los IBR.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
916	Coordinador Eléctrico Nacional	3-12	Se describe cómo priorizar y seleccionar las medidas para aumentar la fortaleza del sistema, siguiendo una secuencia de Grupos 1t, 2t, 3f (presumiblemente “t” de tensión y “f” de frecuencia) que corresponden a: primero servicios complementarios con recursos existentes, luego con nuevos recursos, y de último recurso restricciones operacionales. Se prioriza la mejor relación costo-beneficio. Sobre este proceso surgen dos observaciones principales: 3.9.1 Costo considerado a 3 años vs. vida útil de las soluciones El estudio tiene un horizonte de al menos tres años (T0 a T3). Sin embargo, muchas medidas de robustez –especialmente las de Grupo 2 (nuevas instalaciones)– tienen una vida útil mucho mayor (condensadores sincrónicos, baterías, etc., pueden tener una vida útil entre 15 y20 años). No se especifica si el análisis de costo-beneficio anualiza o considera la vida completa de las inversiones, o solo el horizonte de 3 años. Por ejemplo, un condensador sincrónico podría tener un costo inicial elevado pero un beneficio que se extiende por décadas; si solo se mira 3 años, su costo unitario parecerá altísimo en comparación a soluciones temporales. En metodologías de planificación es común usar anualidades o costos equivalentes anuales para comparar alternativas de distinta vida. El Anexo omite cómo tratar esto, lo que podría llevar a sesgos en la selección de medidas (favoreciendo quizá soluciones de corto plazo más baratas, pero menos robustas a largo plazo). Sería recomendable aclarar que la evaluación costo-beneficio de nuevas instalaciones considerará su vida útil proyectada (p.ej., mediante costo	La soluciones tecnológicas que puedan llenar el requerimiento deberán ser aquellas que presenten una mejor relación costo-beneficio, siguiendo el orden de priorización que se detalla a continuación: a) Grupo 1t – Servicios Complementarios con recursos existentes: recursos técnicos e infraestructura actualmente disponibles en el SI que estén habilitados para la prestación de Servicios Complementarios que contribuyan a mejorar la Fortaleza del AtC en la que se haya verificado un requerimiento. b) Grupo 2t – Servicios Complementarios con nuevos recursos: cuando ninguna de las instalaciones contenidas en el Grupo 1t, ya sea aplicadas de manera individual o conjunta, permita garantizar el cumplimiento de los criterios establecidos por el Coordinador, se deberá continuar con la incorporación de nuevas instalaciones e infraestructura que contribuyan a mejorar la Fortaleza del AtC en la que se haya verificado el requerimiento, tomando en cuenta si sus plazos de implementación y entrada en operación resultan compatibles con el año en que se requiere su aplicación. c) Grupo 3f – Restricciones operacionales: De manera excepcional, y sólo en aquellos casos en que se cumpla que: a. Ninguna de los elementos del Grupo 1t, ya sea aplicadas de manera individual o conjunta, permita garantizar el cumplimiento de los criterios definidos por el Coordinador. b. Las medidas contenidas en el Grupo 2t no pueden ser aplicadas debido a una incompatibilidad de sus plazos de implementación con el año de análisis.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			anualizado) para decisiones más eficientes. Además, indicar los componentes mínimos para la evaluación, como costo de inversión, COMA, pérdidas de energía, costo de oportunidad, etc. especialmente considerando que el estudio es a 3 años, pero se necesita algún supuesto de la operación esperada del sistema para el horizonte de la vida útil de las soluciones. 3.9.2 Caso sin solución factible Si bien el procedimiento indica que se itera hasta cumplir los criterios normativos, podría concebirse un caso extremo donde ni siquiera aplicando todas las medidas disponibles se logre estabilidad total en cierta área bajo cierta contingencia (por ejemplo, restricciones físicas imposibles de superar en el corto plazo) o que la solución sea tan onerosa que su implementación sea de difícil materialización. El Anexo no contempla explícitamente qué hacer si el algoritmo no encuentra una solución o esta va más allá de una evaluación económica típica, especialmente considerando que no existen restricciones a las barras que se deben analizar (como en el caso del ECT donde la NTSSCC indica explícitamente "barras relevantes") y a que ningún parque IBR puede perder sincronismo, independiente de su tamaño o ubicación. Cabe la posibilidad de declarar que el área permanece con incumplimiento (es decir, una Red Débil persistente) y gestionar o minimizar operativamente ese riesgo. De hecho, el Artículo 3-14 define que una AtC/AfC se clasifica como Red Débil si ninguna medida del Grupo 1 logra garantizar criterios – es decir, si hacen falta medidas más allá de las inmediatas. Pero incluso aplicando Grupo 2 (nuevas inversiones) o Grupo 3 (restricciones),	El Coordinador podrá considerar la aplicación de restricciones operacionales en el AtC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. Dentro de las restricciones operacionales que podrán considerarse en estos casos se incluyen: la exigencia de una cantidad mínima de unidades sincrónicas en operación o restricciones de generación a Centrales IBR. La aplicación de dichas restricciones se deberá realizar exclusivamente en el AtC en la que se haya verificado el incumplimiento. En todos los casos, el Coordinador deberá justificar técnica y fundadamente la necesidad de dichas restricciones, y documentar la decisión en el Estudio. Las medidas analizadas por el Coordinador y que contribuyen a la Fortaleza podrán ser implementadas, de acuerdo con la normativa vigente que corresponda.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			podría haber casos insolubles en el horizonte de estudio o demasiado caros. El documento no dice si en tal caso se declara formalmente la imposibilidad o inconveniencia. Sería útil incluir un protocolo de “no solución técnico-económica factible”, aunque sea para dejar constancia.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
917	Coordinador Eléctrico Nacional	3-13	El análisis al ámbito de Robustez de Frecuencia, de forma análoga al de fortaleza, pero evaluando la frecuencia mínima tras contingencias en cada AfC (Área de Frecuencia Coherente). Se aplican criterios normativos similares (I y II del Art 3-11, más que la frecuencia mínima cumpla Art. 5-74 NTSyCS), y se priorizan medidas de frecuencia (Grupos 1f, 2f, 3f) equivalentes a las de tensión. Este enfoque recuerda a análisis ya realizados por el Coordinador en cuanto a capacidad de respuesta de frecuencia primaria/rápida en el SEN. Las observaciones son las siguientes: 3.10.1 Redundancia con ECFyDR En los ECFyDR que ha realizado el Coordinador, se calcula el Control Primario de Frecuencia (CPF) requerido para asegurar que ante contingencias simples (p.ej., salida de 400 MW) la frecuencia no caiga por debajo de ciertos umbrales ni opere el EDAC. El procedimiento del Art.3-13 es muy similar: identifica la frecuencia mínima por área tras contingencias de severidad 5, y busca medidas para elevarla (CPF, CRF o inercia sintética). Podría argumentarse que se está duplicando análisis ya incluidos en otros estudios operativos, con la única diferencia de que acá se está considerando un nuevo servicio, que solo está definido a nivel conceptual (inercia sintética). Sería conveniente alinear este Estudio de Robustez de Frecuencia con los criterios y resultados del ECFyDR vigente, para no generar conclusiones dispares que pueda llevar a confusiones. 3.10.2 Ventana de tiempo para medir frecuencia mínima	El análisis de Robustez de Frecuencia se desarrolla de manera análoga al análisis de Fortaleza del Artículo 3-11 del presente Anexo, con las siguientes diferencias: El análisis se basa en el modelo proyectado del SI, incorporando aquellas nuevas instalaciones e infraestructura que se deriven del análisis de Fortaleza, en el marco de "SSCC con nuevos recursos". Respescto a las zonas, en lugar de considerar las AtC, se utilizan las AfC. Al igual que en el análisis de Fortaleza descrito en el Artículo 3-11 del presente Anexo, para cada escenario crítico del año en análisis, se deberá verificar el cumplimiento de los criterios establecidos por el Coordinador. En cuanto a las medidas para aumentar la Robustez de Frecuencia, estas deberán seguir el mismo principio de priorización establecido en el Artículo 3-12 del presente Anexo, salvo que, en este caso, las medidas a considerar incluyan: a) Grupo 1f – SSCC con recursos existentes: incluye elementos asociadas a recursos técnicos e infraestructura actualmente disponibles en el SI que estén habilitados para la prestación de Servicios Complementarios que contribuyan a mejorar la Robustez de Frecuencia del AfC en la que se haya verificado el requerimiento. Entre estas medidas se podrán incluir: la incorporación de capacidad de control primario de frecuencia, control rápido de frecuencia o inercia sintética, entre otras. b) Grupo 2f – SSCC con nuevos recursos: incluye elementos basadas en la incorporación de nuevas instalaciones e infraestructura que contribuyan a mejorar la Robustez de Frecuencia del AfC en la que se haya verificado el requerimiento. Estas medidas sólo podrán ser consideradas si sus plazos de implementación y Entrada en Operación resultan compatibles con el año en que se	Se acoge parcialmente	No se considera necesario alinear los supuestos del estudio con el ECFyDR dado que ambos estudios tienen objetivos y alcances distintos. Los resultados del Estudio de Análisis de Robustez del SEN no tienen implicancias en el contexto de cuantificar de manera vinculante reservas para el sistema. Respecto a la ventana de medición del Nadir y al filtrado de resultados, es recomendable que este criterio no quede establecido en la norma para así permitir al Coordinador definir de manera justificada la mejor metodología para esto en función de la evolución futura del sistema.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Un detalle técnico importante es definir en qué ventana temporal se evalúa la frecuencia mínima. Los eventos de frecuencia suelen tener un nadir dentro de 5 a 10 segundos tras la falla. Sin embargo, en redes débiles o áreas con alta penetración IBR pueden presentarse oscilaciones locales o ruido que hagan difícil determinar el nadir exacto. El Anexo no menciona nada sobre filtrar la señal de frecuencia o considerar un criterio temporal (por ejemplo, descartar microoscilaciones transitorias de alta frecuencia y enfocarse en la envolvente). Se recomienda especificar un método de medición del nadir de frecuencia y ROCOF consistente con estándares internacionales (p.ej., IEC/IEEE) o con los estándares de medición de las PMU. De lo contrario, en áreas débiles, pequeñas oscilaciones podrían dar valores de ROCOF muy conservadores o incluso incongruentes. Estudios previos han documentado "ruido en las señales de frecuencia" bajo condiciones de baja inercia, lo cual debe filtrarse apropiadamente para evaluar la robustez real, especialmente la medida de RoCoF, tal como se aprecia en la siguiente figura. 3.10.3 Filtrado en presencia de redes débiles Relacionado con lo anterior, podría ser necesario filtrar o promediar la respuesta de frecuencia en áreas con conversores. Por ejemplo, definir la frecuencia de área como la media ponderada por inercia de las frecuencias de generadores síncronos (frecuencia del centro de inercia) para calcular el indicador, en vez de la lectura puntual en una barra que puede estar influida por ruido de control de IBR. El Anexo debería permitir medir la "frecuencia mínima" de manera filtrada, promediada o de una barra	requiere su aplicación. c) Grupo 3f – Restricciones operacionales: de manera excepcional, y sólo en aquellos casos en que se cumpla que: a. Ninguna con los elementos del Grupo 1f, ya sea individual o conjunta, permita garantizar el cumplimiento de los requerimientos. b. Los elementos contenidas en el Grupo 2f no pueden ser instalados dentro de los plazos de implementación con el año de análisis. El Coordinador podrá considerar la aplicación de restricciones operacionales en el AfC en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. Dentro de las restricciones que podrán considerarse en estos casos se incluyen: la exigencia de una cantidad mínima de unidades sincrónicas en operación o la exigencia de una cantidad mínima de inercia sincrónica, entre otras. La aplicación de dichas restricciones se deberá realizar exclusivamente en el AfC en la que se haya identificado el requerimiento. En todos los casos, el Coordinador deberá justificar técnica y fundadamente la necesidad de dichas restricciones, y documentar la decisión en el Estudio. Las medidas analizadas por el Coordinador y que contribuyen a la Robustez de Frecuencia podrán ser implementadas, de acuerdo con la normativa vigente que corresponda.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			representativa del AfC. Dado que las AfC implican cierta coherencia de oscilación, quizás la frecuencia mínima por AfC podría medirse de forma agrupada.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
918	Coordinador Eléctrico Nacional	3-14	Se solicita permitir al Coordinador establecer la metodología y umbrales para definir redes débiles.	Se entenderá que una AtC se clasifica como un Red Débil cuando ninguno de los elementos del Grupo 1t, ya sea aplicadas de manera individual o conjunta, permite aumentar la Fortaleza del área al punto de garantizar el cumplimiento de los requerimientos establecidos por el Coordinador. De manera similar, un AfC se clasificará como una Red Débil del SI cuando, ninguno de los elementos del Grupo 1f, ya sea aplicadas de manera individual o conjunta, permite aumentar la Robustez de Frecuencia del área al punto de garantizar el cumplimiento de los requerimientos del Coordinador.	No se acoge	El enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez y la clasificación de red débil se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. Por esta razón, el enfoque propuesto en el Anexo Técnico para evaluar la Robustez se basa en el desempeño dinámico del sistema durante contingencias, y no en indicadores estáticos, los cuales no permiten cuantificar adecuadamente la Robustez frente a altos niveles de IBR. No obstante lo anterior, se incluye la posibilidad de que el Coordinador incluya indicadores de desempeño adicionales cuando estos resulten pertinentes para la evaluación del desempeño dinámico del sistema.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
919	Coordinador Eléctrico Nacional	5-1	En las disposiciones transitorias se establece que el Coordinador deberá publicar el primer Estudio de Robustez dentro de un plazo no superior a 6 meses desde la publicación oficial de este Anexo. Este plazo es preocupante, considerando la complejidad, la falta de definiciones metodológicas relevantes y de herramientas automatizadas, y el volumen de trabajo que implica este estudio. 3.11.1 Alcance y novedades metodológicas Es la primera vez que se aplicará esta metodología en el SEN, la cual involucra múltiples etapas: recopilación de datos para 4 años (topología y operación), elaboración de modelo dinámico completo proyectado para 3 años, definiciones metodológicas (clustering, soluciones tecnológicas, etc.), identificación de áreas coherentes, simulación dinámica de numerosas contingencias, iteración agregando medidas en orden de prioridad, etc. Cada una de estas tareas puede requerir subprocesos intensivos (por ejemplo, ajustar el modelo dinámico con datos actualizados, o calibrar los algoritmos de agrupamiento para que den áreas coherentes que cambien los menos posible para todos los escenarios y años). Implementar y depurar todo esto en menos de medio año es sumamente desafiante. Incluso suponiendo que el Coordinador ya haya avanzado preliminarmente, el margen es escaso. 3.11.2 Carga computacional y iteraciones Como se mencionó en observaciones anteriores, el estudio involucraría decenas de escenarios y cientos de simulaciones dinámicas, muchas de ellas mediante la aplicación de fallas exigencia como cortocircuitos trifásicos en escenarios	El Coordinador deberá publicar el primer Estudio, en un plazo no superior a 12 meses contados desde la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba el presente Anexo. El primer Estudio deberá considerar una propuesta de metodología realizada por el Coordinador.	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			exigentes. Cada simulación RMS puede tomar de minutos a horas, y habrá que repetirla iterativamente hasta cumplir con los estándares en todas las áreas coherentes, para todas las fallas, para todos los escenarios, de todos los 4 años en estudio. El número de iteraciones internas es impredecible; si varias áreas resultan débiles inicialmente, se estarán probando secuencialmente medidas en cada una, recalculando indicadores de desempeño dinámico cada vez. En suma, seis meses parece un plazo demasiado breve para garantizar la calidad y exhaustividad de este proceso. 3.11.3 Propuesta En vista de lo anterior, se recomienda reevaluar el plazo de 6 meses para la primera aplicación. Además, se recomienda incluir un artículo transitorio tal que el primer estudio de fortaleza de la red se haga con una metodología e indicadores definidos por el Coordinador, sobre la base de la experiencia internacional y la propia del Coordinador. Esta metodología consistirá en calcular métricas estáticas para diversos escenarios exigentes pero realistas; definir límites mínimos aceptables para tales métricas (considerando un rango de seguridad tal de disminuir los riesgos de fenómenos difíciles de detectar sin una representación OEM de modelos EMT validada en terreno o sin una levantamiento preciso de los parámetros de control realmente implementados en las plantas IBR en terreno y en operación); estimar los requerimientos de fortaleza derivados de respetar los límites mínimos aceptables de los indicadores o métricas recién mencionados; validar las soluciones con simulaciones EMT. Para la aplicación de la metodología propuesta por la comisión y compararla con la			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			metodología del Coordinador, se propone una etapa piloto tal de estimar los recursos y plazos necesarios para su implementación, y tal de validar la aplicabilidad de la metodología y sus resultados al SEN sobre la base del análisis de un numero acotado de escenarios y barras. La alternativa a lo anterior sería otorgar 16 meses para la primera evaluación del Estudio de Robustez según la metodlogía de la Comisión, dada la curva de aprendizaje y la necesidad de recoger información de los coordinados (modelos actualizados, etc.). Un plazo más holgado ayudaría a que los resultados iniciales sean confiables y que el proceso se ajuste adecuadamente, sentando un buen precedente para las siguientes iteraciones anuales. De lo contrario, se corre el riesgo de detectar alguna posible infactibilidad de llegar a resultados aplicables en la realidad. Además, podría propiciar la realización de un primer estudio apresurado, con simplificaciones excesivas de la metodología propuesta o errores, que podría conllevar decisiones subóptimas o discrepancias y recálculos que podrían haberse evitado. Si lo anterior no fuera posible, se podría dejar al menos un plazo de 6 meses solo para definir los escenarios, las áreas coherentes, los aspectos metodológicos pendientes, de manera de que haber discusión o discrepancias ante el Panel de Expertos, estas no afecten los cálculos ni las iteraciones que son humana y computacionalmente intensivas.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
952	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	1-5	Considerando el objetivo del "Estudio de Robustez", se solicita que se establezca de manera explícita que los recursos existentes de SSCC determinados en dicho estudio deberán ser utilizados como insumo para el "Estudio SSCC". Esto permitirá que sea el Coordinador, a través del Estudio de SSCC, quien defina el grado de competencia que existe, y por lo tanto la forma en que se deben materializar.	Se solicita que el literal a) del artículo establezca de manera explícita que los volúmenes de SSCC requeridos a partir de recursos existentes deberán ser utilizados para la formulación del Estudio SSCC mencionado en el inciso segundo del artículo 24 del Reglamento SSCC.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
953	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	1-5	Considerando el objetivo del "Estudio de Robustez", se solicita que se establezca de manera explícita que los nuevos recursos de SSCC determinados en dicho estudio deberán ser utilizados como insumo para el "Estudio SSCC".	Se solicita que el literal c) del artículo establezca de manera explícita que los volúmenes de SSCC requeridos a partir de nuevos recursos deberán ser utilizados para la formulación del Estudio SSCC mencionado en el inciso segundo del artículo 24 del Reglamento SSCC. Este artículo deberá ser compatible con el artículo transitorio solicitado en la última observación de Acciona en la pestaña "NTSyCS".	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
954	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	1-5	Las restricciones operacionales generan un impacto económico tanto en los Coordinados como en la operación del sistema. Por ello, no resulta adecuado establecer medidas operacionales dirigidas a infraestructura específica. Cualquier medida adoptada para mantener la seguridad sistémica debe aplicarse a todos los actores dentro del área de análisis, ya sean existentes o futuros, considerando que la misma Norma Técnica establece que los nuevos actores no deben deteriorar la seguridad del sistema, y deberán tener a la vista los nuevos estándares normativos definidos por el Regulador. Es importante que las nuevas exigencias establecidas en este proceso no afecten la competencia en el sector.	Se solicita que se establezca de manera explícita que las medidas operacionales deberán aplicarse a todos los actores que influyan en la necesidad del área o sistema, y que estas sean excepcionales, temporales y asociadas a condiciones específicas del sistema. No podrán considerarse medidas de operación invariables, independientemente de las múltiples condiciones del sistema. Asimismo, se debe señalar que las medidas, como por ejemplo la reducción de generación, deberán ser remuneradas a los Coordinados y financiadas por los clientes finales, de manera análoga al pago de nueva infraestructura de SSCC. Además, se deberán retribuir desgastes adicionales, costos de oportunidad y otros sobrecostos que correspondan, con el fin de tener coherencia con la regulación vigente. Finalmente, se solicita que se deje explicito	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				que las medidas operacionales no deberán afectar la libre competencia entre los Coordinados.		
955	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	1-7	Se solicita ampliar los plazos para la presentación de observaciones, considerando que la revisión y el análisis de estos estudios requieren, en algunos casos, la realización de análisis eléctricos y económicos para evaluar adecuadamente el impacto de las medidas.	Se solicita ampliar el plazo para la presentación de observaciones a 20 días hábiles, a fin de permitir un análisis completo y detallado de la información.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Publicación del estudio de robustez".
956	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	1-8	Señalar que el Estudio que se someterá a discrepancias es la versión final	Se solicita incluir la siguiente modificación: Los Coordinados podrán someter al dictamen del Panel de Expertos cualquier discrepancia que tengan respecto de los resultados del Estudio Final.	No se acoge	Se elimina el Artículo 1-9, pues, resulta redundante con lo establecido en el Artículo 60 del Decreto Supremo N°52, de 2018, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
957	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-1	Se sugiere que en el inciso final del artículo 3-1 se establezca que los requerimientos emitidos por el CEN no podrán ser superiores ni presentar características que excedan las exigencias normativas, con el fin de evitar que, mediante procedimientos del Coordinador, se impongan requerimientos que correspondan ser evaluados en procesos normativos. Asimismo, se recomienda definir plazos mínimos para dar respuesta a los requerimientos de información solicitados por el Coordinador.	Se solicita que en el inciso final del artículo se incluya lo siguiente: "No se podrán emitir requerimientos que excedan lo establecido en la Norma Técnica mediante procedimientos internos del Coordinador. Asimismo, el plazo mínimo para que los Coordinados respondan a las solicitudes de información del Coordinador no podrá ser inferior a 45 días."	No se acoge	Lo solicitado esta fuera del alcance de este artículo, el cual busca definir aspectos respecto al horizonte de evaluación de cinco años y las consideraciones para proyectar el sistema en este periodo de tiempo.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
958	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-2	Se sugiere que los escenarios propuestos por el Coordinador para el Estudio de Robustez sean validados por la Comisión. Dado el impacto de dicho estudio y la práctica habitual de que el Coordinador realiza análisis con criterios propios, resulta necesario establecer normativamente que el estudio deberá considerar y contar con la validación de los escenarios por parte de la Comisión, de manera que la visión operativa del sistema sea coherente con la visión del regulador, y que se resguarden los costos a los clientes finales.	Se solicita incorporar las siguientes modificaciones al artículo: "Las primeras tres etapas se ejecutan de manera secuencial al inicio del Estudio, con el objetivo de establecer las condiciones base y los escenarios a considerar en el análisis. Dicha condición base y escenarios deberán ser coherentes con el informe de PNCP vigente y deberán ser presentados por el Coordinador a la Comisión, quien deberá validarlos mediante resolución. Estos escenarios deberán incluir, como mínimo: el plan de obras de generación, el plan de obras de transmisión, los supuestos de retiro de centrales, los programas de mantenimiento mayor, la proyección de demanda y la proyección de requerimientos de SSCC."	No se acoge	El estudio ya cuenta con etapa en donde los agentes pueden realizar observaciones. En relación con que los supuestos de los escenarios sean coherentes con los del estudio de PNCP, cabe destacar que ambos procesos persiguen objetivos distintos, y por lo tanto, cuentan con supuestos y consideraciones diferentes.
959	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-5	Se sugiere que las condiciones evaluadas por el Coordinador para el Estudio de Robustez sean validadas por la Comisión. Esto es consistente con las labores del Regulador de resguardar los impactos económicos y la seguridad en el Sistema Interconectado, conforme a lo establecido en el inciso segundo del artículo 6 de la Ley N.º 2224.	Se solicita incorporar las siguientes modificaciones al artículo: Para cada año del horizonte de evaluación, el Coordinador deberá identificar, sobre la base de la operación esperada, un conjunto acotado de configuraciones de despacho que represente adecuadamente la operación del SI a lo largo de un año calendario, las cuales deberán ser validados por la Comisión.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".
960	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-10	La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y sus reglamentos establecen los instrumentos mediante los cuales es posible incorporar nueva infraestructura de SSCC y obras de transmisión. En este contexto, la Norma Técnica, de caracter infralegal, no debiera dar lugar a la creación de instrumentos adicionales. De la revisión de las modificaciones normativas, se desprende que el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN podría permitir la incorporación de infraestructura adicional con impacto en la tarifa al cliente final.	Se solicita que el Anexo Técnico de Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez incluya expresamente un artículo que establezca que el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN solo podrá ser utilizado como insumo para el dimensionamiento de requerimientos en el Estudio SSCC, como insumo para la incorporación de nuevos SSCC mediante el proceso de modificación de la resolución correspondiente, o para proponer nuevas obras en el marco del proceso de planificación de la transmisión u obras urgentes conforme	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				lo establece el artículo 102 de la Ley. En ningún caso las soluciones que se deriven de este estudio podrán ser vinculantes si implican requerimientos de nueva infraestructura que incidan en la tarifa del cliente final, dado que, conforme al artículo 6 de la Ley N.º 2224, dicha facultad recae en la Comisión y no en el Coordinador.		
961	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-12	La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y sus reglamentos establecen los instrumentos mediante los cuales es posible incorporar nueva infraestructura de SSCC y obras de transmisión. En este contexto, la Norma Técnica, de caracter infralegal, no debiera dar lugar a la creación de instrumentos adicionales. De la revisión de las modificaciones normativas, se desprende que el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN podría permitir la incorporación de infraestructura adicional con impacto en la tarifa al cliente final.	Se solicita incorporar la observación presentada al artículo 3-10 o, en su defecto, incluir en este artículo un párrafo que establezca: Las medidas resultantes del estudio, al ser aquellas que pueden afectar la tarifa del cliente final, deberán ser consideradas en los procesos definidos por la LGSE y sus reglamentos para evaluar su incorporación por parte de la Comisión. Por lo tanto, dichas medidas deberán ser utilizadas como insumo para la incorporación de nuevos SSCC mediante el proceso de modificación de la resolución de SSCC, o para proponer nuevas obras en el marco del proceso de planificación de la transmisión u obras urgentes conforme lo establece el artículo 102 de la Ley. Asimismo, los resultados del estudio deberán ser consideradas por el Coordinador en el desarrollo del Estudio SSCC.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
962	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-12	Las medidas operativas mencionadas en el literal c) del artículo 3-12 no podrán aplicarse de manera exclusiva a una única instalación o tipo de tecnología. Asimismo, en caso de que se produzcan reducciones de generación por condiciones de seguridad, dichas reducciones deberán ser retribuidas a los Coordinados, con el fin de asegurar consistencia con la regulación vigente. Resulta fundamental que el regulador resguarde las condiciones de competencia en las modificaciones que realice.	Se solicita adicionar un párrafo que establezca lo siguiente: "Cualquier restricción operativa que se aplique a las instalaciones de generación o SAE deberá ser remunerada a los Coordinados y financiada por los clientes, de manera análoga al pago por nueva infraestructura de SSCC. Asimismo, deberán retribuirse los desgastes adicionales, los costos de oportunidad y otros sobrecostos que correspondan, con el fin de asegurar coherencia con la regulación vigente. Finalmente, se solicita que se deje explícito que las medidas operacionales no deberán afectar la libre competencia entre los Coordinados."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
963	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-13	La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y sus reglamentos establecen los instrumentos mediante los cuales es posible incorporar nueva infraestructura de SSCC y obras de transmisión. En este contexto, la Norma Técnica, de caracter infralegal, no debiera dar lugar a la creación de instrumentos adicionales. De la revisión de las modificaciones normativas, se desprende que el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN podría permitir la incorporación de infraestructura adicional con impacto en la tarifa al cliente final.	Se solicita incorporar la observación presentada al artículo 3-10 o, en su defecto, incluir en este artículo un párrafo que establezca: Las medidas resultantes del estudio, al ser aquellas que pueden afectar la tarifa del cliente final, deberán ser consideradas en los procesos definidos por la LGSE y sus reglamentos para evaluar su incorporación por parte de la Comisión. Por lo tanto, dichas medidas deberán ser utilizadas como insumo para la incorporación de nuevos SSCC mediante el proceso de modificación de la resolución de SSCC, o para proponer nuevas obras en el marco del proceso de planificación de la transmisión u obras urgentes conforme lo establece el artículo 102 de la Ley. Asimismo, los resultados del estudio deberán ser consideradas por el Coordinador en el desarrollo del Estudio SSCC.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
964	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-13	Las medidas operativas mencionadas en el literal c) del artículo 3-13 no podrán aplicarse de manera exclusiva a una única instalación o tipo de tecnología. Asimismo, en caso de que se produzcan reducciones de generación por condiciones de seguridad, dichas reducciones deberán ser retribuidas a los Coordinados, con el fin de asegurar consistencia con la regulación vigente. Resulta fundamental que el regulador resguarde las condiciones de competencia en las modificaciones que realice.	Se solicita adicionar un párrafo que establezca lo siguiente: "Cualquier restricción operativa que se aplique a las instalaciones de generación o SAE deberá ser remunerada a los Coordinados y financiada por los clientes, de manera análoga al pago por nueva infraestructura de SSCC. Asimismo, deberán retribuirse los desgastes adicionales, los costos de oportunidad y otros sobrecostos que correspondan, con el fin de asegurar coherencia con la regulación vigente. Finalmente, se solicita que se deje explícito que las medidas operacionales no deberán afectar la libre competencia entre los Coordinados."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
1001	Colbún S.A.	3-9	Se define que, entre los indicadores de desempeño dinámico, el indicador de robustez de frecuencia es la frecuencia mínima: "Indicador de Robustez de Frecuencia: frecuencia mínima calculada para cada contingencia de las AfC conforme a lo establecido en el Artículo 5-76 de la NTSyCS". Sin embargo, es importante mencionar que debido a la disminución de la inercia y su distribución no uniforme, se podrían observar importantes aumentos en el ROCOF, e incluso distintos ROCOF entre áreas de distinto nivel de inercia, dentro de un sistema interconectado.	Reemplazar la definición por: "Indicador de Robustez de Frecuencia: frecuencia mínima y ROCOF calculada para cada contingencia de las AfC conforme a lo establecido en el Artículo 5-76 de la NTSyCS".	Se acoge parcialmente	Se incluye al RoCoF como indicador en el presente artículo.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1002	Colbún S.A.	3-13	En este artículo se definen los alcances y criterios del "Análisis de la robustez de frecuencia". En el texto, se señala: "Junto a lo anterior, el indicador de desempeño dinámico a utilizar en este caso es la frecuencia mínima de acuerdo con lo definido en el Artículo 5-76 de la NTSyCS". Es decir, se utiliza a la frecuencia mínima como el único indicador de robustez de frecuencia. Debido a los mismos argumentos esbozados en la observación anterior, se propone incluir el uso del ROCOF como métrica de desempeño.	Reemplazar el texto referido por: "Junto a lo anterior, el indicador de desempeño dinámico a utilizar en este caso es la frecuencia mínima y ROCOF de acuerdo con lo definido en el Artículo 5-76 de la NTSyCS."	Se acoge parcialmente	Se precisa redacción en línea con lo indicado por el comentario.
1003	Colbún S.A.	3-1	El estudio contempla un horizonte de evaluación de 3 años, sin embargo, este horizonte es muy pequeño para evaluar las posibles inversiones en instalaciones que se conecten al SEN. Además, con este horizonte no se incluyen proyectos como el HVDC que tendrán un gran impacto en la robustez del sistema, por lo que se podría evaluar incluir las obras "grandes" que impactarán considerablemente la robustez del sistema. A partir de una revisión internacional sobre mejores prácticas para servicios de robustez de red, se propone adicionalmente, aplicar una metodología en dos horizontes, siguiendo el caso australiano: (i) proyección de requerimientos de robustez a 10 años para identificar obras mayores, y (ii) definición de provisiones y medidas para los próximos 3 años. Este esquema permitiría anticipar necesidades estructurales y coordinar acciones de corto y largo plazo.	Agregar: "El Estudio deberá aplicar una metodologia en dos horizontes de evaluación: (i) proyección de requerimientos de robustez a 10 años para identificar obras mayores, y (ii) definición de provisiones y medidas para los próximos 3 años, incluyendo el estado actual del sistema (año T0), así como su proyección para los años siguientes. La proyección deberá considerar, al menos, lo siguiente: a) Las instalaciones declaradas en construcción, así como aquellas derivadas del plan de expansión o que hayan sido autorizadas en conformidad con el artículo 102° de la Ley...."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Horizonte de evaluación del estudio".
1004	Colbún S.A.	3-5	Se establece que para cada año de operación el Coordinador deberá identificar un conjunto acotado de configuraciones de despacho que represente adecuadamente la operación del SI. Sin embargo, no sé detalla qué tan acotado	Incluir: "Para cada año del horizonte de evaluación, el Coordinador deberá identificar, sobre la base de la operación esperada, un conjunto acotado de configuraciones de despacho (que tenga como máximo un X% de	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			tiene que ser el conjunto. En este sentido, se propone incluir bandas porcentuales para tener un mínimo y un máximo de conjuntos.	todas las configuraciones) que represente adecuadamente la operación del SI a lo largo de un año calendario."		
1005	Colbún S.A.	1-7	Se establece que una vez publicado el Informe Preliminar, el plazo para observaciones deberá ser de al menos 10 días. Se propone aumentar este plazo, ya que para poder observar el informe, es necesario replicar las simulaciones efectuadas por el CEN. En este sentido, 10 días no es tiempo suficiente para analizar de buena manera el informe. Por otro lado, en este mismo artículo se establece que terminado el periodo de observaciones, el Coordinador deberá analizar las observaciones y emitir la versión final del Estudio. Sin embargo, no se establece un plazo máximo para que el CEN responda a estas observaciones y emita la versión final del Estudio.	Se propone aumentar el plazo de observaciones del Informe Preliminar e incluir un plazo máximo para que el CEN responda a estas observaciones y emita la versión final del Estudio.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Publicación del estudio de robustez".
1006	Colbún S.A.	3-6	Se establece que para cuantificar la inercia sincrónica equivalente por barra, el Coordinador podrá considerar como aporte aquella inercia sintética o emulada proveniente de IBR. Esta etapa del estudio no incluye simulaciones dinámicas, por lo que surge la duda de como se cuantifcará la inercia sintética proveniente de los IBR?. Cabe recordar que la inercia sintética es una respuesta dinámica por parte de los IBR, y no un valor físico establecido, en este sentido depende de las condiciones de operación y de la contingencia. Se propone detallar qué valor se utilizará para representar la inercia sintética de los IBR, de dónde se sacará ese dato y quién es el responsable de obtenerlo.	Se propone detallar qué valor se utilizará para representar la inercia sintética de los IBR, de dónde se sacará ese dato y quién es el responsable de obtenerlo.	No se acoge	Se aclara la redacción del artículo respecto a que la inercia mencionada corresponde únicamente a la proveniente de unidades generadoras sincrónicas, no siendo considerado el aporte de las IBR en este cálculo.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1007	Colbún S.A.	5-1	En este artículo se establece que el estudio deberá publicarse 6 meses desde la publicación de la NT con las áreas definidas por el mismo artículo. Se propone una subdivisión de las áreas propuestas para el Norte Grande y Norte Chico, en pos de que conversen con las áreas que define el Coordinador en su Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva. Así, se propone que el Área Norte Grande se subdividida en Subárea Norte-CEntro, que se compone por las SS/EE O'Higgins y Laberinto 220 kV hacia el norte y la subárea sur, que se compone principalmente por lacia SS/EE Andes 220 kV, Nueva Zaldívar 220 kV, Domeyko 220 kV, Monte Mina 220 kV y Puri 220 kV. Para el Norte Chico se propone la subárea Norte correspondiente al subsistema de 220 kV y 110 kV entre las subestaciones Paposo, Illapa y Cumbre, y la subárea CentroSur, que incluye los sistemas de 500 kV, 220 kV y 110 kV comprendidos entre las barras de 500 kV de S/E Parinas y de 220 kV de S/E Illapa, por el norte, y las barras de 500 kV de S/E Polpaico y de 220 kV de las SS/EE Centella y Los Vilos, por el sur. Además, se propone que este artículo le otorgue un valor preliminar de red débil o fuerte a cada una de estas áreas coherentes. Esto es relevante sobretodo al considerar las zonas ATC del Norte Grande y Norte Chico, que se propone sean consideradas como redes débiles.	Agregar al final del artículo "Las áreas 2.1 y 2.2 y sus subáreas serán preliminarmente consideradas como redes débiles."	No se acoge	Se estima necesaria la realización de una primera versión del estudio para poder dar una calificación adecuada y representativa de su comportamiento dinámico a las respectivas zonas propuestas en el presente Artículo.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1008	Colbún S.A.	1-7	En el presente artículo se indica que para verificar el cumplimiento de los estándares de robustez, el estudio deberá considerar un conjunto de medidas orientadas a robustecer el SI, y que dichas medidas deberán determinarse conforme con lo establecido en la normativa aplicable a SSCC. Al respecto, y con el objeto de entregar certeza respecto a la materialización de dichas medidas, es relevante precisar que las medidas deberán ser analizadas en el informe anual de servicios complementarios, con el fin de que se revise su materialización. A modo de ejemplo, si el estudio determina que se debe implementar un servicio complementario con nuevos recursos, es necesario que esta medida sea analizada en el estudio anual de servicios complementarios. Por otro lado, y en adición a lo anterior, considerando que los servicios complementarios que se prestarán corresponderán a nuevos servicios, es primordial que se actualice, lo antes posible, la Resolución que define los servicios complementarios y su remuneración. Ello, con el objetivo de entregar certeza regulatoria a todos los agentes del sector, para que tengan claridad de la definición del servicio y su correspondiente remuneración. En caso contraria, podría suceder que se solicité un servicio y no se tenga claridad de cómo se remunerará.	De acuerdo a lo expuesto, se solicita considerar la siguiente redacción del ultimo inciso del presente artículo: *"Cabe señalar que, las medidas indicadas en las letras a) y c), deberán determinarse conforme con lo establecido en la normatuva aplicable a los servicios complementarios* ***y para ello serán analizadas en el Informe Anual de Servicios Complementarios****."* En adición a lo anterior, se solicita actualizar la Resolución de definición de servicios complementarios, con la finalidad de incluir los nuevos servicios que se prestarán para entregar robustez al sistema.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
1009	Colbún S.A.	3-10	Si bien se entiende que el objetivo del estudio es identificar los requerimientos mínimos de robustez para garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad. Se propone incluir un análisis económico que permita justificar la eficiencia de la selección de una alternativa por sobre otra. Así se da cuenta de la eficiencia que cada solución tiene, pudiendo	Se propone incluir un análisis económico que permita justificar la eficiencia de la selección de una alternativa por sobre otra.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			comparar el impacto en la robustez y el costo que tendría cada solución.			
1010	Colbún S.A.	3-10	En el presente artículo se establecen las medidas para entregar robustez al sistema. En particular, en la letra b) se indica como alternativa: nuevas instalaciones, adecuaciones de instalaciones o nueva infraestructura con el potencial de robustecer Redes Débiles y cuya instalación y entrada en operación sea factible dentro de un plazo máximo del horizonte de evaluación. Al respecto, y con el objetivo de entregar certeza a los agentes del sector, se solicita precisar el mecanismo mediante el cual se materializarán estas medidas. Entendemos que se materializarían a través de servicios complementarios. Sin embargo, con el objetivo de contar con mayor claridad, se solicita precisarlo.	De acuerdo a lo expuesto, se solicita considerar la siguiente redacción al literal b) del presente artículo: *"b) Alternativas de nuevas instalaciones, adecuaciones de instalaciones o nueva infraestructura con el potencial de robustecer Redes Débiles y cuya instalación y entrada en operación sea factible dentro de un plazo máximo del horizonte de evaluación**, las cuales se materializarán a través de servicios complementarios**."*	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
1067	Asociación de Generación Renovable A.G.	General	Se sugiere que el anáslis del estudio de robustez sea coherente con la siguiente definición de red débil: "Se entenderá que un área del sistema se clasifica como un Red Débil cuando se observe alguna de las siguientes condiciones: a.) De manera preliminar se haya identificado un conjunto de barras del SI, en nivel de tensión superior a 23 kV, con un nivel de SCR o ESCR menor o igual a 1,5. b.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, las tensiones en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] se encuentren transitoriamente fuera del área de soporte de variaciones de tensión que se		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			define en el Artículo 5-34.” c.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima de sistema no cumpla con lo establecido en el Artículo 5-74 de la NTSyCS. d.) En el caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 66 [kV] sea inferior a 48,30 [Hz] por un periodo superior a 200 [ms]. Sobre todo, si la frecuencia desciende de 47,5 [Hz]. e.) En caso de una Contingencia de cualquier severidad definida en la NT, la frecuencia del sistema no alcanza los 49 Hz en un periodo máximo de 90 segundos contado desde la contingencia."			
1068	Asociación de Generación Renovable A.G.	1-5	Considerando el objetivo del "Estudio de Robustez", se solicita que se establezca de manera explícita que los recursos existentes de SSCC determinados en dicho estudio deberán ser utilizados como insumo para el "Estudio SSCC". Esto permitirá que sea el Coordinador, a través del Estudio de SSCC, quien defina el grado de competencia que existe, y por lo tanto la forma en que se deben materializar.	Se solicita que el literal a) del artículo establezca de manera explícita que los volúmenes de SSCC requeridos a partir de recursos existentes deberán ser utilizados para la formulación del Estudio SSCC mencionado en el inciso segundo del artículo 24 del Reglamento SSCC.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 952.
1069	Asociación de Generación Renovable A.G.	1-5	Considerando el objetivo del "Estudio de Robustez", se solicita que se establezca de manera explícita que los nuevos recursos de SSCC determinados en dicho estudio deberán ser utilizados como insumo para el "Estudio SSCC".	Se solicita que el literal c) del artículo establezca de manera explícita que los volúmenes de SSCC requeridos a partir de nuevos recursos deberán ser utilizados para la formulación del Estudio SSCC mencionado en el inciso segundo del artículo 24 del Reglamento SSCC. Este artículo deberá ser compatible con el artículo transitorio solicitado en la última observación de Acciona en la pestaña "NTSyCS".	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 953.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1070	Asociación de Generación Renovable A.G.	1-5	Las restricciones operacionales generan un impacto económico tanto en los Coordinados como en la operación del sistema. Por ello, no resulta adecuado establecer medidas operacionales dirigidas a infraestructura específica. Cualquier medida adoptada para mantener la seguridad sistémica debe aplicarse a todos los actores dentro del área de análisis, ya sean existentes o futuros, considerando que la misma Norma Técnica establece que los nuevos actores no deben deteriorar la seguridad del sistema, y deberán tener a la vista los nuevos estándares normativos definidos por el Regulador. Es importante que las nuevas exigencias establecidas en este proceso no afecten la competencia en el sector.	Se solicita que se establezca de manera explícita que las medidas operacionales deberán aplicarse a todos los actores que influyan en la necesidad del área o sistema, y que estas sean excepcionales, temporales y asociadas a condiciones específicas del sistema. No podrán considerarse medidas de operación invariables, independientemente de las múltiples condiciones del sistema. Asimismo, se debe señalar que las medidas, como por ejemplo la reducción de generación, deberán ser remuneradas a los Coordinados y financiadas por los clientes finales, de manera análoga al pago de nueva infraestructura de SSCC. Además, se deberán retribuir desgastes adicionales, costos de oportunidad y otros sobrecostos que correspondan, con el fin de tener coherencia con la regulación vigente. Finalmente, se solicita que se deje explicito que las medidas operacionales no deberán afectar la libre competencia entre los Coordinados.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 954.
1071	Asociación de Generación Renovable A.G.	1-7	Se solicita ampliar los plazos para la presentación de observaciones, considerando que la revisión y el análisis de estos estudios requieren, en algunos casos, la realización de análisis eléctricos y económicos para evaluar adecuadamente el impacto de las medidas.	Se solicita ampliar el plazo para la presentación de observaciones a 20 días hábiles, a fin de permitir un análisis completo y detallado de la información.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 955.
1072	Asociación de Generación Renovable A.G.	1-8	Señalar que el Estudio que se someterá a discrepancias es la versión final	Se solicita incluir la siguiente modificación: Los Coordinados podrán someter al dictamen del Panel de Expertos cualquier discrepancia que tengan respecto de los resultados del Estudio Final.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 956.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1073	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-1	Se sugiere que en el inciso final del artículo 3-1 se establezca que los requerimientos emitidos por el CEN no podrán ser superiores ni presentar características que excedan las exigencias normativas, con el fin de evitar que, mediante procedimientos del Coordinador, se impongan requerimientos que correspondan ser evaluados en procesos normativos. Asimismo, se recomienda definir plazos mínimos para dar respuesta a los requerimientos de información solicitados por el Coordinador.	Se solicita que en el inciso final del artículo se incluya lo siguiente: "No se podrán emitir requerimientos que excedan lo establecido en la Norma Técnica mediante procedimientos internos del Coordinador. Asimismo, el plazo mínimo para que los Coordinados respondan a las solicitudes de información del Coordinador no podrá ser inferior a 45 días."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 957.
1074	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-2	Se sugiere que los escenarios propuestos por el Coordinador para el Estudio de Robustez sean validados por la Comisión. Dado el impacto de dicho estudio y la práctica habitual de que el Coordinador realiza análisis con criterios propios, resulta necesario establecer normativamente que el estudio deberá considerar y contar con la validación de los escenarios por parte de la Comisión, de manera que la visión operativa del sistema sea coherente con la visión del regulador, y que se resguarden los costos a los clientes finales.	Se solicita incorporar las siguientes modificaciones al artículo: "Las primeras tres etapas se ejecutan de manera secuencial al inicio del Estudio, con el objetivo de establecer las condiciones base y los escenarios a considerar en el análisis. Dicha condición base y escenarios deberán ser coherentes con el informe de PNCP vigente y deberán ser presentados por el Coordinador a la Comisión, quien deberá validarlos mediante resolución. Estos escenarios deberán incluir, como mínimo: el plan de obras de generación, el plan de obras de transmisión, los supuestos de retiro de centrales, los programas de mantenimiento mayor, la proyección de demanda y la proyección de requerimientos de SSCC."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 958.
1075	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-5	Se sugiere que las condiciones evaluadas por el Coordinador para el Estudio de Robustez sean validadas por la Comisión. Esto es consistente con las labores del Regulador de resguardar los impactos económicos y la seguridad en el Sistema Interconectado, conforme a lo establecido en el inciso segundo del artículo 6 de la Ley N.º 2224.	Se solicita incorporar las siguientes modificaciones al artículo: Para cada año del horizonte de evaluación, el Coordinador deberá identificar, sobre la base de la operación esperada, un conjunto acotado de configuraciones de despacho que represente adecuadamente la operación del SI a lo largo de un año calendario, las cuales deberán ser validados por la Comisión.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Modos de Operación Representativos".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1076	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-10	La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y sus reglamentos establecen los instrumentos mediante los cuales es posible incorporar nueva infraestructura de SSCC y obras de transmisión. En este contexto, la Norma Técnica, de caracter infralegal, no debiera dar lugar a la creación de instrumentos adicionales. De la revisión de las modificaciones normativas, se desprende que el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN podría permitir la incorporación de infraestructura adicional con impacto en la tarifa al cliente final.	Se solicita que el Anexo Técnico de Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez incluya expresamente un artículo que establezca que el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN solo podrá ser utilizado como insumo para el dimensionamiento de requerimientos en el Estudio SSCC, como insumo para la incorporación de nuevos SSCC mediante el proceso de modificación de la resolución correspondiente, o para proponer nuevas obras en el marco del proceso de planificación de la transmisión u obras urgentes conforme lo establece el artículo 102 de la Ley. En ningún caso las soluciones que se deriven de este estudio podrán ser vinculantes si implican requerimientos de nueva infraestructura que incidan en la tarifa del cliente final, dado que, conforme al artículo 6 de la Ley N.º 2224, dicha facultad recae en la Comisión y no en el Coordinador.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".
1077	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-12	La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y sus reglamentos establecen los instrumentos mediante los cuales es posible incorporar nueva infraestructura de SSCC y obras de transmisión. En este contexto, la Norma Técnica, de caracter infralegal, no debiera dar lugar a la creación de instrumentos adicionales. De la revisión de las modificaciones normativas, se desprende que el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN podría permitir la incorporación de infraestructura adicional con impacto en la tarifa al cliente final.	Se solicita incorporar la observación presentada al artículo 3-10 o, en su defecto, incluir en este artículo un párrafo que establezca: Las medidas resultantes del estudio, al ser aquellas que pueden afectar la tarifa del cliente final, deberán ser consideradas en los procesos definidos por la LGSE y sus reglamentos para evaluar su incorporación por parte de la Comisión. Por lo tanto, dichas medidas deberán ser utilizadas como insumo para la incorporación de nuevos SSCC mediante el proceso de modificación de la resolución de SSCC, o para proponer nuevas obras en el marco del proceso de planificación de la transmisión u obras urgentes conforme lo establece el artículo 102 de la Ley. Asimismo, los resultados del estudio deberán ser consideradas por el Coordinador en el desarrollo del Estudio SSCC.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1078	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-12	Las medidas operativas mencionadas en el literal c) del artículo 3-12 no podrán aplicarse de manera exclusiva a una única instalación o tipo de tecnología. Asimismo, en caso de que se produzcan reducciones de generación por condiciones de seguridad, dichas reducciones deberán ser retribuidas a los Coordinados, con el fin de asegurar consistencia con la regulación vigente. Resulta fundamental que el regulador resguarde las condiciones de competencia en las modificaciones que realice.	Se solicita adicionar un párrafo que establezca lo siguiente: "Cualquier restricción operativa que se aplique a las instalaciones de generación o SAE deberá ser remunerada a los Coordinados y financiada por los clientes, de manera análoga al pago por nueva infraestructura de SSCC. Asimismo, deberán retribuirse los desgastes adicionales, los costos de oportunidad y otros sobrecostos que correspondan, con el fin de asegurar coherencia con la regulación vigente. Finalmente, se solicita que se deje explícito que las medidas operacionales no deberán afectar la libre competencia entre los Coordinados."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
1079	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-13	La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y sus reglamentos establecen los instrumentos mediante los cuales es posible incorporar nueva infraestructura de SSCC y obras de transmisión. En este contexto, la Norma Técnica, de caracter infralegal, no debiera dar lugar a la creación de instrumentos adicionales. De la revisión de las modificaciones normativas, se desprende que el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN podría permitir la incorporación de infraestructura adicional con impacto en la tarifa al cliente final.	Se solicita incorporar la observación presentada al artículo 3-10 o, en su defecto, incluir en este artículo un párrafo que establezca: Las medidas resultantes del estudio, al ser aquellas que pueden afectar la tarifa del cliente final, deberán ser consideradas en los procesos definidos por la LGSE y sus reglamentos para evaluar su incorporación por parte de la Comisión. Por lo tanto, dichas medidas deberán ser utilizadas como insumo para la incorporación de nuevos SSCC mediante el proceso de modificación de la resolución de SSCC, o para proponer nuevas obras en el marco del proceso de planificación de la transmisión u obras urgentes conforme lo establece el artículo 102 de la Ley. Asimismo, los resultados del estudio deberán ser consideradas por el Coordinador en el desarrollo del Estudio SSCC.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1080	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-13	Las medidas operativas mencionadas en el literal c) del artículo 3-13 no podrán aplicarse de manera exclusiva a una única instalación o tipo de tecnología. Asimismo, en caso de que se produzcan reducciones de generación por condiciones de seguridad, dichas reducciones deberán ser retribuidas a los Coordinados, con el fin de asegurar consistencia con la regulación vigente. Resulta fundamental que el regulador resguarde las condiciones de competencia en las modificaciones que realice.	Se solicita adicionar un párrafo que establezca lo siguiente: "Cualquier restricción operativa que se aplique a las instalaciones de generación o SAE deberá ser remunerada a los Coordinados y financiada por los clientes, de manera análoga al pago por nueva infraestructura de SSCC. Asimismo, deberán retribuirse los desgastes adicionales, los costos de oportunidad y otros sobrecostos que correspondan, con el fin de asegurar coherencia con la regulación vigente. Finalmente, se solicita que se deje explícito que las medidas operacionales no deberán afectar la libre competencia entre los Coordinados."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
307	GM Holdings S.A.	General	El anexo técnico guarda relación con desarrollo del Estudio de Robustez, el cual considera un horizonte de 3 años además del actual ~~y no tiene una periodicidad explícita~~. Al respecto, teniendo presente que las soluciones de los grupos 2t/2f a través de SSCC con nueva infraestructura puede demorarse debido a que la CNE debe convocar a licitación y luego debe llevarse a cabo la construcción de la obra, es posible que la entrada en operación sea muy ajustada respecto de la necesidad, en el mejor de los casos, o incluso llegar posterior al requerimiento detectado. En este sentido, para poder detectar a tiempo necesidades de fortaleza de red y/o robustez de frecuencia y tensión, se propone ampliar el horizonte de estudio a 10 años para poder detectar con la suficiente holgura las necesidades y que sus soluciones lleguen a tiempo. Como alternativa, podrían realizarse 2 tipos de estudios: uno de corto plazo, con 3-5 años de horizonte (donde se determinen medidas relativamente rápidas de implementar) y otro de mediano-largo plazo, con 10 años de horizonte (del cual	Se solicita ampliar su horizonte de estudio a 10 años o, en subsidio, se realice un estudio de corto plazo (3-5 años) y un estudio de largo plazo (10 años). (ver las observación al artículo 3-1)	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Horizonte de evaluación del estudio".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			resulten medidas que impliquen nueva infraestructura y servicios).			
308	GM Holdings S.A.	1-7	El anexo indica plazos para realizar observaciones a la versión preliminar del Estudio de Robustez en el art. 1-7 y plazos para someter a discrepancia la versión definitiva y actualizarlo según lo que indique el Panel. Sin embargo, no se indica el plazo que tendrá el Coordinador para emitir la versión definitiva junto con las respuestas a las observaciones. Para otorgar certezas del proceso, se solicita incluir este plazo.	Se sugiere el siguiente texto: "Artículo 1-7 Informe preliminar y final del Estudio El Coordinador elaborará una versión preliminar del Estudio el cual será publicado en su sitio web para que los interesados realicen sus observaciones, en el formato y plazo que establezca el Coordinador. El plazo de observaciones deberá ser de, al menos, 10 días. Los formatos para realizar las observaciones que establezca el Coordinador deberán, al menos, asegurar la debida individualización del interesado que formula las observaciones. Terminado el periodo de observaciones, el Coordinador deberá analizar las observaciones, y luego emitir la versión final del Estudio junto con un informe consolidado de respuestas a las observaciones recibidas **en un plazo de 20 días."**	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Publicación del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
309	GM Holdings S.A.	1-9	El artículo 1-9 si bien se entiende que indica la posibilidad extraordinaria de actualizar el Estudio frente a interconexiones, modificaciones o retiros relevantes en el SEN, por completitud se solicita que se vuelva a reiterar la frecuencia del Estudio, tal como se señala en el artículo 1-6 "Publicación del Estudio". Además, se solicita señalar los criterios que gatillarían dicha actualización o cómo se determinaría que ciertas interconexiones, modificaciones o retiros relevantes puedan afectar a la seguridad y calidad de servicio.	Se solicita señalar los criterios que gatillarían la actualización, es decir, cómo se determinan las obras/modificaciones que puedan afectar a la seguridad y calidad de servicio, y se sugiere el siguiente texto: "Artículo 1-9 Actualización del Estudio **Sin perjuicio de la elaboración anual del Estudio, tal como se señala en el Artículo 1-6,** ~~**E**~~**e**l Coordinador podrá actualizar el Estudio en caso de que se produzcan interconexiones, modificaciones o retiros relevantes de instalaciones que puedan afectar la seguridad y calidad de servicio del SI y que no hayan sido considerados inicialmente en el Estudio. En todo caso, las actualizaciones al Estudio deberán someterse a lo señalado en el Artículo 1-7 y el Artículo 1-8 del presente Anexo. "	No se acoge	Dado que la Robustez no es medida solamente en base a un criterio único, sino que de múltiples factores. El Coordinador en base a su expertiz, puede ponderar de mejor manera el impacto de interconexiones, modificaciones o retiros relevantes de instalaciones. Asimismo, se ajusta la redacción del artículo recalcando que el Estudio debe elaborarse y publicarse anualmente, y que excepcionalmente puede actualizarse.
310	GM Holdings S.A.	2-1	El artículo 2-1 indica las funciones y obligaciones del Coordinador para cumplir las disposiciones del Anexo. En este sentido, el texto queda al debe al no mencionar la determinación de las medidas para robustecer al sistema.	Se sugiere el siguiente texto: "Artículo 2-1 Funciones y obligaciones del Coordinador Para efectos del cumplimiento de lo dispuesto en el presente Anexo, el Coordinador deberá: a) Solicitar a los Coordinados la información y antecedentes que se requieran para el desarrollo del Estudio por medio de los formatos que establecerá y publicará en su sitio web; b) Desarrollar el Estudio conforme a la metodología establecida en el presente Anexo; c) Determinar y definir las distintas AfC y AtC del SEN; ~~**y,**~~ d) Clasificar las áreas determinadas de acuerdo con el punto anterior como Redes Débiles o Redes Fuertes conforme a la metodología establecida en el presente Anexo**; y,** **e) Determinar un conjunto de medidas orientadas a robustecer el SI, acorde a los resultados del Estudio."**	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 53.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
311	GM Holdings S.A.	3-1	Dentro de las consideraciones mínimas para el Estudio especificadas en el artículo 3-1, se mencionan las obras declaradas en construcción, aquellas provenientes del plan de expansión o que hayan sido autorizadas por artículo 120° LGSE. Bajo la misma lógica, sería pertinente incluir las obras necesarias y urgentes amparadas bajo el artículo 91° bis LGSE. Por otra parte, y en concordancia con la observación general, se considera que es importante ampliar el horizonte de evaluación para poder detectar a tiempo necesidades futuras de robustez y que sus soluciones puedan ser implementadas con la holgura suficiente, especialmente para aquellas que impliquen inversiones en nueva infraestructura.	Se sugiere el siguiente texto: "Artículo 3-1 Consideraciones y horizonte de evaluación del Estudio El Estudio deberá contemplar un horizonte de evaluación de, al menos, **diez** años, incluyendo el estado actual del sistema (año $T0$), así como su proyección para los años T1, T2~~y,~~ T3***, T4*, T5, T6, T7, T8, T9 y T10**. La proyección deberá considerar, al menos, lo siguiente: a) Las instalaciones declaradas en construcción, así como aquellas derivadas del plan de expansión**, obras necesarias y urgentes definidas acorde al artículo 91 bis de la Ley** o que hayan sido autorizadas en conformidad con el artículo 102° de la Ley, y que se espera que su fecha de Entrada en Operación se encuentre dentro del horizonte de evaluación considerado en el Estudio; (....)"	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Horizonte de evaluación del estudio".
312	GM Holdings S.A.	3-3	El artículo indica el contenido mínimo de la bases de datos a utilizar. Al respecto del literal a) " Operación esperada del SEN, con resolución horaria, para cada año del horizonte de evaluación", surge la pregunta sobre cuál software y metodología se utilizará para generar la información.	Se solicita especificar en el literal a) el software y metodología para generar la operación esperada del SEN.	No se acoge	La metodología del estudio es tratada en otros artículos del Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional. Por otro lado, no es recomendable dejar en un cuerpo normativo la exigencia de un software especifico de simulación.
313	GM Holdings S.A.	3-10	En relación a las medidas que pueden robustecer el SI: - Se indica que se podrán considerar alternativas de nuevas instalaciones, cuya entrada en operación "sea factible dentro de un plazo máximo del horizonte de evaluación". Al respecto, ¿cómo se determinaría ese plazo máximo?. - No se encuentra explícito si habrá alguna consideración del impacto económico para determinar el conjunto final de medidas.	Se solicita: - Indicar en el literal b) del inciso 1 la forma en que se determinará el plazo máximo de entrada en operación de nuevas instalaciones. - Incluir en el inciso 2 una evaluación económica para poder definir el conjunto final de medidas. Se sugiere el siguiente texto: "Para la selección de alternativas de indicadas en la letra b), el Coordinador deberá adoptar un enfoque de neutralidad tecnológica, considerando todas las opciones y tecnologías disponibles en el mercado que, al momento de la ejecución del Estudio, puedan contribuir a la	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				Fortaleza o Robustez de Frecuencia del SI. **Además, la selección de medidas para el conjunto final del Estudio deberá considerar una evaluación del impacto económico, de manera de dotar al proceso de un criterio de eficiencia económica de mediano y largo plazo."**		
314	GM Holdings S.A.	3-11	En relación con lo indicado para el análisis de fortaleza o robustez de tensión: - En el inciso 5, si bien se entiende que existe un criterio de priorización, es importante incorporar un criterio de eficiencia económica. - Por el contexto, la referencia que se realiza en el inciso 6 del artículo 3-11 al artículo 3-10 no corresponde. En este sentido, sería más coherente que se haga referencia al artículo 3-8 "Determinación de contingencias para cada AfC y AtC".	- Se sugiere el siguiente texto para el inciso 5: "Si para una de las contingencias asociadas a una AtC, no se cumple alguna de los criterios normativos indicados en los numerales I., II. o III., el Coordinador deberá seleccionar una o más medidas entre aquellas contenidas en el conjunto definido en el Artículo 3-10 del presente Anexo, que permitan aumentar la Fortaleza de dicha AtC, es decir, el área en la que se haya verificado el incumplimiento normativo. Para estos efectos, la selección de medidas deberá realizarse siguiendo el orden de priorización **y bajo un criterio de eficiencia económica de mediano y largo plazo, ambos** establecido**s** en el Artículo 3-12 del presente Anexo. - Se sugiere el siguiente texto para el inciso 6: "A continuación, la o las medidas seleccionadas deberán implementarse en el modelo dinámico del SI proyectado, para luego volver a simular la contingencia correspondiente y verificar si la o las medidas implementadas permiten dar cumplimiento a los criterios normativos indicados en los numerales I., II. y III. Si se verifica el cumplimiento de dichos criterios, el proceso continúa con la simulación de la siguiente contingencia dentro del conjunto definido en	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el alcance del estudio de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				el Artículo 3-8 del presente Anexo. En caso contrario, se deberá seleccionar una nueva medida, dentro del mismo conjunto, e incorporar dicha medida en el modelo dinámico proyectado para volver a simular la contingencia correspondiente. "		
315	GM Holdings S.A.	3-12	Bajo el contexto del artículo 3-12 "Selección de medidas para aumentar la fortaleza del SI" y acorde a la nomenclatura planteada, el literal c) debería decir "Grupo 3t - Restricciones operacionales".	Se solicita corregir la nomenclatura utilizada en el literal c), debiendo decir " Grupo 3t - Restricciones operacionales".	Se acoge parcialmente	Se ajusta redacción del artículo al tenor de lo observado.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
316	GM Holdings S.A.	5-1	En las áreas coherentes mínimas a considerar en el primer Estudio de Robustez, pareciera que para las Áreas de Tensión Coherente, en particular en el Área Sur la numeración no es correcta ya que ésta no se encuentra comprendida dentro del Área de Concepción.	Se sugiere el siguiente texto dentro del numeral 2: "Áreas de Tensión Coherente: 2.1. Área Norte Grande: desde S/E Jadresic hacia el norte. 2.2. Área Norte Chico: desde S/E Jadresic por el norte, hasta SS/EE Polpaico 500 kV, Centella 220 kV y Nogales 220 kV por el sur. 2.3. Área Centro Sur: 2.3.1. Área Centro Sur 500 kV: de S/E Polpaico hasta S/E Charrúa 500 kV. 2.3.2. Área Quinta Región: entre SS/EE Quillota 110 kV, Las vegas 110 kV, Alto Melipilla 200 kV y 110 kV, y Agua Santa 220 kV. 2.3.3. Área Centro Sur 220 kV: entre SS/EE Nogales y Charrúa. 2.3.4. Área Centro Sur 154 kV: entre SS/EE Alto Jahuel y Charrúa. 2.4. Área Concepción: de S/E Charrúa 220 kV y 154 kV hacia el área de Concepción **2.5.** Área Sur: de S/E Charrúa 220 kV al sur. "	No se acoge	Se eliminan áreas para considerar en primera versión del Estudio dada las simplificaciones a la metodología de este. Por lo que estas serán definidas en función de lo descrito en el Artículo 3-7 del Anexo Técnico de Metodología para el Estudio de Análisis de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional.

Respuesta a las observaciones del AT IBR:

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1	PGSTech	5-1	En el punto 6, se debe especificar un software de simulación. La mayoría de los análisis de sistemas de potencia requieren el estudio de las interacciones del modelo OEM con el resto del sistema, que incluye otros modelos OEM. Esto será imposible si los modelos IBR no se entregan en el mismo formato de software, que debe ser el mismo en el que se modela el sistema de potencia completo. Por ejemplo, si un OEM entrega un modelo en EMTP y otro en PSCAD, que son los dos programas de transitorios electromagnéticos más utilizados en la industria, será imposible simular ambos modelos juntos. Esto requerirá que el Coordinador encuentre una manera de traducir los modelos de un programa a otro, lo cual es una tarea muy arriesgada y no siempre posible. Debido a las diferentes técnicas numéricas utilizadas en las distintas herramientas de transitorios electromagnéticos, la traducción de un programa a otro que no realiza el OEM puede resultar en un comportamiento diferente del modelo, o incluso en un modelo completamente inutilizable.	El modelo debe operar en el mismo software de simulación utilizado por el Coordinador para estudios transitorios electromagnéticos de áreas amplias.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el software utilizado para los modelos EMT".
2	PGSTech	5-1	Se necesitan requisitos para la usabilidad del modelo.	El OEM debe especificar el paso de tiempo máximo de simulación con el que se puede simular el modelo OEM para obtener resultados consistentes. El modelo OEM debe proporcionar resultados consistentes al simularse con cualquier paso de tiempo inferior al máximo.	No se acoge	El AT IBR se limita a exigir un modelo EMT tipo OEM que represente fielmente las dinámicas, controles y protecciones de la instalación, junto con su guía y validación correspondiente. Tales criterios específicos se abordan en la guía del modelo y en las pruebas de verificación definidas de acuerdo con el artículo 5-7 del AT IBR.
3	PGSTech	5-1	Se necesitan requisitos para la usabilidad del modelo.	Si el paso de tiempo de simulación máximo con el que se puede simular el modelo OEM para proporcionar resultados confiables es menor a 50 microsegundos, el OEM debe proporcionar una versión simplificada adicional de su modelo que proporcione resultados consistentes con un paso de tiempo de simulación de 50 microsegundos para los	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 2.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				cambios de paso de referencia de comando y cualquier falla trifásica donde el voltaje permanezca dentro de la zona de no desconexión.		
4	PGSTech	5-1	Se necesitan requisitos para la usabilidad del modelo.	Si el modelo OEM requiere cierto tiempo de simulación para inicializarse, este tiempo no debe ser mayor a 1 segundo, lo que significa que se puede simular un evento a partir del primer paso de tiempo después de transcurrido el tiempo de inicialización.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 2.
5	PGSTech	5-1	Se necesitan requisitos para la usabilidad del modelo.	El modelo OEM debe poder comenzar desde las condiciones iniciales de flujo de carga de la red, lo que significa que desde el primer paso de tiempo de simulación hasta después de que se complete la inicialización del modelo, la potencia activa y reactiva del modelo OEM no debe desviarse más del 10 % de la potencia activa y reactiva del flujo de carga, respectivamente.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 2.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
6	PGSTech	5-1	Se necesitan requisitos para la usabilidad del modelo.	Se deben poder simular varios modelos OEM simultáneamente en la misma simulación y proporcionar resultados confiables.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 2.
7	Envision Energy Chile SpA	3-5	1. Definición clara de “respuesta instantánea” El término "respuesta instantánea" es técnicamente ambiguo y sujeto a interpretación, lo que puede llevar a inconsistencias en el diseño de equipos, validación del cumplimiento normativo y expectativas operativas. Introducir un marco temporal específico — "respuesta inferior a 5 ms" — permite una verificación objetiva del cumplimiento y se alinea con las capacidades de respuesta de los sistemas de control comúnmente utilizadas en la electrónica de potencia moderna. Este valor es coherente con las mejores prácticas internacionales (p. ej., NERC, National Grid del Reino Unido), donde los operadores del sistema definen respuestas inerciales rápidas en el rango de menos de 10 ms para una contención efectiva de la frecuencia. 2. Cambio de "must reduce RoCoF" a "must help to reduce RoCoF" Asignar la responsabilidad total de la reducción del RoCoF a una sola IBR suele ser técnicamente inviable, ya que el RoCoF es un	Artículo 3-5 Respuesta inercial Las IBR GFM deberán proporcionar Inercia Sintética considerando lo siguiente: a. En el Régimen Transitorio, deberá tener una respuesta en menos de 5 ms y la potencia inyectada debe ayudar a reducir el RoCoF del sistema eléctrico, considerando la capacidad técnica de la instalación. b. Posterior al Régimen Transitorio, el controlador deberá ajustar la respuesta de la instalación para optimizar la gestión del ángulo de tensión y la potencia entregada. En este sentido, deberá responder a los ajustes de frecuencia de los controladores internos o externos, coordinándose con otros recursos del SEN. A efecto de lo anterior, la instalación deberá contar con un margen de seguridad adecuado, el cual podrá garantizarse mediante distintas estrategias, entre ellas: i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación. ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores. iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida.	Se acoge parcialmente	Respecto de la respuesta instantánea, se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM". Se modifica la redacción del artículo según lo observado por el agente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			parámetro a nivel de sistema influido por la inercia global, la topología de la red y la respuesta de todos los activos de generación conectados. La redacción propuesta — "ayudar a reducir el RoCoF" — refleja mejor el papel colaborativo y proporcional de cada activo en la estabilidad de frecuencia, asegurando expectativas realistas para cada planta mientras se mantienen los objetivos de resiliencia de la red. Esta formulación fomenta la coordinación y planificación de los servicios de inercia sintética a nivel de sistema, en lugar de imponer requisitos aislados e irreales.			
8	Envision Energy Chile SpA	3-6	1. Aclaración de la "Respuesta Instantánea" con un Marco Temporal Definido El término "instantáneo" es inherentemente ambiguo. Sin un marco temporal definido, los fabricantes y los operadores de red pueden aplicar interpretaciones inconsistentes, lo que genera lagunas en las pruebas, validación y puesta en servicio. Especificar "menos de 5 ms" se alinea con los requisitos de respuesta rápida típicos de los inversores GFM y permite una evaluación objetiva durante la certificación de tipo o pruebas en campo. Este valor se corresponde con los lazos de control de alta velocidad utilizados en la generación basada en convertidores de última generación y es coherente con las prácticas internacionales en aplicaciones de formación de red. 2. Aumento del Umbral de Ángulo de Desfase Mejora la Estabilidad del Sistema Aumentar el ángulo máximo de desfase	Artículo 3-6 Control activo de salto de fase Las IBR GFM deberán estar configuradas para aportar con Potencia por Salto de Fase. Para ello, deberá cumplir con las siguientes exigencias: 1. Su respuesta deberá ser inferior a 5 ms. 2. El ángulo máximo de salto de fase deberá permitir una respuesta lineal y controlada, sin activar las funciones de limitación de corriente, considerando un ángulo de referencia cercano a 0 grados, el cual será el punto de operación normal en estado estable. El ángulo máximo de salto de fase no podrá ser inferior a 60 grados. ~~3. En Periodos Transitorios, la instalación deberá soportar un cambio adicional al máximo ángulo de salto de fase declarado para condiciones normales, el cual no podrá ser inferior a 5 grados. Asimismo, deberá continuar operando de manera estable con las funciones de limitación de corriente activadas.~~ A efectos de la aplicación del presente artículo, los Coordinados deberán entregar toda la información técnica relativa a las	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM". Respecto del ángulo máximo de salto de fase, se mantiene el guarismo actual en atención a las mejores prácticas internacionales.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			requerido de 30° a 60° permite una mayor flexibilidad en el intercambio de energía durante perturbaciones de frecuencia y contribuye de manera más efectiva a la estabilidad de tensión y ángulo en sistemas con baja inercia. Una mayor capacidad de desfase mejora la capacidad de las unidades GFM para emular el comportamiento de máquinas síncronas, especialmente durante transitorios rápidos. Este rango ya se ha demostrado en pruebas reales y es técnicamente viable con la generación actual de inversores avanzados, por lo que supone una mejora sensata para la resiliencia de la red. Por ejemplo, 60° es el requisito estándar en Reino Unido o en AEMO (Australia). 3. Soporte para el Ride-Through Transitorio en Condiciones Limitantes Mantener la operación estable mientras los controles de desfase están activos y las funciones de limitación de corriente están comprometidas es esencial para garantizar un comportamiento dinámico predecible de los IBRs durante fallos o eventos de red. La redacción propuesta preserva esta condición, al tiempo que permite una implementación práctica basada en el ángulo máximo declarado — ahora más representativo de las capacidades de diseño avanzadas de los GFM.	características técnicas del desempeño del control activo de salto de fase.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
9	Envision Energy Chile SpA	3-7	El ajuste propuesto de “0,05 Hz a 1 Hz” a “0,05 Hz a 5 Hz” para la amortiguación activa de oscilaciones tiene como objetivo mejorar la estabilidad y resiliencia del SEN bajo una alta penetración de recursos basados en inversores (IBRs), lo cual es cada vez más común en el sistema eléctrico chileno. La experiencia internacional reciente en sistemas con alta penetración de IBR ha demostrado que limitar la capacidad de amortiguación solo a oscilaciones por debajo de 1 Hz puede no ser suficiente para mitigar todas las interacciones dinámicas relevantes. En redes débiles o muy malladas con una importante interfaz de electrónica de potencia, pueden producirse interacciones electromecánicas y relacionadas con el control en frecuencias de hasta 3–5 Hz, especialmente ante grandes perturbaciones o altos flujos de potencia. Estos modos de frecuencia media pueden provocar oscilaciones a nivel del sistema si no se amortiguan adecuadamente. Expandir el rango de amortiguación hasta los 5 Hz está alineado con las prácticas de códigos de red avanzados como los de Australia (NEM) y partes de EE.UU. (por ejemplo, ERCOT, WECC), donde las evaluaciones de estabilidad tanto de pequeña como de gran señal consideran explícitamente interacciones de hasta al menos 4–5 Hz. Esto permite que los IBR con capacidad de formación de red no solo soporten los modos tradicionales entre áreas (~0,2–1 Hz), sino que también contribuyan activamente a la estabilidad del sistema ante nuevos escenarios dinámicos introducidos por el dominio de los IBR. Este cambio mejora la solidez del requisito sin añadir una complejidad significativa, y garantiza que los IBR tipo GFM puedan	Artículo 3-7 Control de amortiguamiento de potencia activa Las IBR GFM deberán proveer un Amortiguamiento de Oscilaciones Subsíncronas a las oscilaciones indeseadas del SEN, resguardando las siguientes características: 1. Entregar Potencia de Amortiguamiento Activa frente a oscilaciones del sistema eléctrico entre 0.05 [Hz] a 5 [Hz] peak to peak. 2. La respuesta de impedancia de secuencia positiva deberá contar con un ángulo de fase comprendido entre -90° y +90°, a fin de contribuir positivamente al amortiguamiento de las oscilaciones en la mayoría de las condiciones de operación. 3. Las características de amortiguamiento deberán ser ajustables mediante software. Estas características deberán determinarse y ajustarse en función de las características del sistema eléctrico en el Punto de Conexión al SI. 4. La configuración y parametrización de los convertidores no deberán introducir nuevos modos oscilatorios inestables en el sistema eléctrico, ni exacerbar los modos oscilatorios existentes. 5. El sistema de control deberá ser capaz de proporcionar amortiguamiento en los siguientes fenómenos oscilatorios: a. Oscilaciones subsincrónicas resultantes de interacciones entre IBR GFL, ya sea entre ellos o con el sistema eléctrico, especialmente en una Red Débil. b. Oscilaciones electromecánicas del sistema eléctrico, resguardando la capacidad técnica de la instalación. c. Oscilaciones a frecuencias armónicas, producidas por resonancias eléctricas o Interacciones de Control. 6. Evitar resonancias a frecuencias elevadas producto de capacitancias en derivación o serie, cargas de línea o Interacciones de	No se acoge	El requisito observado se fija en consistencia con la práctica internacional. La ampliación uniforme a 5 Hz, sin evidencia sitio-específica, introduce riesgos de sobreespecificación y complejidad en la evaluación de conformidad, al tiempo que puede interferir con otros lazos de control bajo operación con señales locales y límites de corriente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			amortiguar eficazmente un espectro más amplio de oscilaciones relevantes. Además, respalda la transición de la red chilena hacia una operación con alta penetración de renovables, evitando a la vez una subespecificación de las necesidades críticas de amortiguamiento.	Control. Se podrán justificar excepciones cuando una resonancia interna de la IBR coincida con una resonancia del sistema eléctrico, priorizando, en estos casos, la protección de los equipos de la instalación sobre la provisión de amortiguamiento. El amortiguamiento proporcionado por la IBR GFM deberá permitir que este opere dentro de sus capacidades técnicas, utilizando únicamente señales medidas localmente, sin requerir observabilidad del sistema eléctrico ni algoritmos de control de otros dispositivos conectados a este.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
10	Envision Energy Chile SpA	3-8	1. Definición del Tiempo de Reacción (≤5 ms en lugar de "instantáneamente") Claridad y Verificabilidad: El término "instantáneamente" carece de un significado técnico preciso, lo que dificulta las evaluaciones objetivas de cumplimiento. Definir un valor concreto (por ejemplo, ≤5 ms) permite realizar pruebas y certificaciones de forma coherente y reproducible. Referencias Internacionales: Códigos de red avanzados, como el Grid Code del Reino Unido, ya exigen tiempos de respuesta iguales o inferiores a 5 ms, lo que demuestra su viabilidad técnica y sirve de referencia para una armonización regulatoria. Mejora de la Interoperabilidad: Establecer un tiempo de respuesta claro facilita que distintos fabricantes y tecnologías puedan alinearse bajo un estándar común, evitando desajustes funcionales que puedan comprometer la estabilidad del sistema eléctrico. 2. Inclusión de un Perfil de Soporte ante Huecos de Tensión (Zona de No-Desconexión) Justificación Técnica: La definición de un perfil mínimo de permanencia conectada durante fallos (como el requerido para unidades GFL en el artículo 4-5) garantiza que los recursos GFM contribuyan eficazmente al soporte de tensión, especialmente en sistemas con alta penetración renovable. Coherencia Reguladora: Establecer una zona de no-desconexión con parámetros equivalentes a los exigidos a unidades GFL asegura una base común de cumplimiento, evitando ambigüedades en los requisitos y posibles lagunas normativas.	Artículo 3-8 Control de inyección rápida de corriente Las IBR GFM deberán estar diseñadas para que, ante caídas de tensión, permanezcan conectadas al sistema eléctrico. Para ello, la tensión fase-tierra en el Punto de Conexión al SI de las fases falladas deberá variar dentro de la zona achurada de la Figura (zona de no-desconexión), siempre que las tensiones en las fases no falladas no sobrepasen las tensiones máximas de servicio Las IBR GFM deberán suministrar corriente reactiva de manera instantánea cuando la tensión, en el Punto de Conexión al SI, descienda del 90% de su valor nominal conforme a los siguientes requisitos:	Se acoge parcialmente	Se incorpora la exigencia de zona de no desconexión en el caso de caídas de tensión para las IBR GFM, en el artículo 3-1 del AT IBR.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Limitaciones Técnicas: Si bien no es razonable exigir una permanencia incondicional en todos los casos, sí resulta necesario establecer una permanencia mínima clara, compatible con la capacidad de los equipos, que permita coordinar la respuesta ante fallos de forma predecible y eficiente. Estabilidad del Sistema: La ausencia de un perfil mínimo podría dar lugar a comportamientos dispares entre tecnologías, debilitando la capacidad del sistema para mantener la tensión durante perturbaciones. Un perfil bien definido refuerza la estabilidad y previsibilidad de la red.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
11	Envision Energy Chile SpA	3-8	1. Alineación con las Capacidades de la Tecnología Basada en Convertidores Especificar la inyección “hasta la capacidad de corriente máxima del Sistema de Conversión de Potencia (PCS)” garantiza que los convertidores operen dentro de sus límites físicos reales, evitando sobredimensionamientos innecesarios y posibles inestabilidades causadas por la saturación de corriente. 2. Mejora del Soporte a la Red durante Fallos Al exigir el uso completo de la capacidad disponible del convertidor, la propuesta asegura que el sistema inyecte la máxima corriente reactiva posible durante fallos, contribuyendo eficazmente al soporte de tensión sin comprometer la integridad del equipo. 3. Armonización con Normativas Internacionales Los códigos de red internacionales más avanzados (por ejemplo, ENTSO-E NC RfG, el Grid Code del Reino Unido o los requisitos de AEMO en Australia) definen la respuesta ante fallos en función de los límites técnicos del convertidor (por ejemplo, corriente nominal o capacidad máxima de corriente de fallo), en lugar de múltiplos fijos de la corriente nominal. Este enfoque evita ambigüedades y favorece la armonización entre jurisdicciones. 4. Eliminación de Ambigüedades en la Implementación El requisito original podría interpretarse como una exigencia de inyección de corrientes superiores a las capacidades del convertidor en ciertos casos. Esto genera inconsistencias en el diseño y en las pruebas de cumplimiento. La redacción revisada resuelve este problema estableciendo un límite objetivo y verificable.	En caso de una falla balanceada, la instalación deberá inyectar, al menos, su corriente reactiva máxima nominal y hasta un máximo de la capacidad pico del generador cuando la tensión en el Punto de Conexión al SI sea 0 por unidad. Para tensiones intermedias, la corriente reactiva inyectada deberá estar en o por encima de la línea límite definida entre la zona de operación normal del control de tensión (representada en la Figura 1) y el punto correspondiente a su corriente máxima nominal a tensión 0 por unidad. La Figura 1 muestra el área donde la corriente inyectada durante el hueco debe situarse. La relación entre la corriente inyectada y la tensión en el punto de interconexión se define posteriormente.	No se acoge	Debido a las observaciones recibidas por los agentes en el marco de la Consulta Pública del AT IBR, se modifica las disposiciones asociadas al controlador de tensión de las IBR GFM. En particular, se reconoce que existen dos modos de operación para este controlador, uno en operación normal, que responde a dinámicas más lentas y que no necesariamente es una respuesta inherente del convertidor o PCS y otra respuesta, ante fallas o dinámicas rápidas de tensión, donde se requiere de una respuesta instantánea a nivel de PCS.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			5. Fomento de la Estabilidad del Sistema sin Sobrecargar el Equipo Asegurar que los equipos contribuyan al máximo durante fallos sin exceder su rango seguro de operación mejora la resiliencia del sistema, al tiempo que preserva la fiabilidad de los activos a largo plazo. 6, Modificación de la figura La figura que se incluye actualmente puede inducir errores al dar la sensación de requerir corriente inductiva al entrar en la zona de hueco. Se propone crear una zona de inyección donde la corrinte del IBR se deberá situar durante el evento.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
12	Envision Energy Chile SpA	3-8	1. Alineación con las Capacidades de la Tecnología Basada en Convertidores Especificar la inyección "hasta la capacidad máxima de corriente del Sistema de Conversión de Potencia (PCS)" garantiza que los convertidores operen dentro de sus límites físicos reales, evitando sobredimensionamientos innecesarios y posibles inestabilidades derivadas de la saturación de corriente. 2. Mejora del Soporte a la Red durante Fallos Al exigir el uso completo de la capacidad disponible del convertidor, la propuesta asegura que el sistema inyecte la máxima corriente reactiva posible durante los fallos, contribuyendo eficazmente al soporte de tensión sin comprometer la integridad del equipo. 3. Armonización con Estándares Internacionales Los principales códigos de red internacionales (por ejemplo, ENTSO-E NC RfG, el Grid Code del Reino Unido, o los requisitos de AEMO en Australia) definen la respuesta ante fallos en función de los límites técnicos del convertidor (por ejemplo, la capacidad nominal o máxima de corriente de fallo), en lugar de utilizar múltiplos fijos de la corriente nominal. Este enfoque evita ambigüedades y facilita la armonización entre diferentes jurisdicciones. 4. Eliminación de Ambigüedades en la Implementación El requisito original podría interpretarse como una exigencia de inyección de corrientes que, en algunos casos, exceden la capacidad del convertidor. Esto genera inconsistencias tanto en el diseño como en las pruebas de cumplimiento. La redacción revisada resuelve	2. Sin excepción, toda IBR GFM deberá inyectar una corriente reactiva superior a la que suministraba previo a la contingencia y, además, deberá aumentar progresivamente si la tensión, en el Punto de Conexión al SI, desciende de 0.9 por unidad. La instalación deberá priorizar la inyección de corriente reactiva adicional en un monto igual al 2% (U otro porcentaje configurable ntre 2% y 6%) de la corriente nominal por cada 1% de caída de tensión con una precisión del 5% de la corriente nominal. En el caso de que la tensión antes indicada sea 0 por unidad, la corriente inyectada deberá permanecer sobre el área sombreada de la Figura 2, durante el Tiempo de Despeje de Falla. La IBR GFM deberá aportar, al menos, el 100% de su capacidad nominal de corriente de cortocircuito en un plazo máximo de 30 milisegundos	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 11.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			este problema estableciendo un límite objetivo y verificable.			
13	Envision Energy Chile SpA	4-5	Dado que el requisito se evalúa en el punto de conexión pero el servicio se presta fundamentalmente mediante las unidades generadoras se debe incluir un margen de precisión en la magnitud de la respuesta requerida.	Adicionalmente, en condiciones de operación ante fallas, la instalación deberá priorizar la inyección de corriente reactiva. En dicho modo, la instalación deberá suministrar corriente reactiva adicional (*ΔIr*) en un monto igual al 2% de la corriente nominal (*In*) por cada 1% de *ΔU*/*Un* en el Punto de Conexión con una precisión del 5% de la corriente nominal.	No se acoge	El artículo observado tiene por objeto establecer estándares para realizar el ajuste del *fault ride-through* de las IBR GFL. No busca establecer criterios de desempeño o precisión de la respuesta efectiva del Controlador de Tensión.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
14	Envision Energy Chile SpA	3-9	Para mejorar la resiliencia y la previsibilidad del sistema eléctrico ante escenarios de perturbación, proponemos especificar un nivel mínimo de robustez del sistema (SCR > 1,5) y un valor máximo permitido de tasa de variación de frecuencia (RoCoF < 2 Hz/s) como condiciones para la operación estable en eventos de isla o durante la reintegración de máquinas síncronas. Estos umbrales se justifican por las siguientes consideraciones técnicas: 1. Robustez del Sistema (SCR > 1,5): La operación en redes muy débiles (SCR < 1,5) incrementa significativamente el riesgo de inestabilidad debido a la interacción entre los controles de recursos conectados a través de electrónica de potencia (PEIRs) y la red. En estas condiciones, incluso esquemas avanzados de control con formación de red (Grid-Forming) pueden tener dificultades para mantener la estabilidad de tensión y frecuencia sin causar interacciones adversas. Al establecer un SCR mínimo razonable, el operador del sistema garantiza que las unidades conectadas puedan soportar de forma estable operaciones en isla o escenarios de reintegración sin activar protecciones ni perder el control, especialmente en entornos con múltiples IBRs (Inverter-Based Resources). 2. Umbral de RoCoF (< 2 Hz/s): Desviaciones súbitas de frecuencia con valores de RoCoF superiores a 2 Hz/s suponen un reto para la operación estable, no solo para recursos basados en inversores, sino también para generación convencional y sistemas de protección. Establecer un límite realista de RoCoF permite diseñar y coordinar eficazmente los algoritmos de respuesta en frecuencia sin requerir PLLs de banda ancha ni	Artículo 3-9 Capacidad de operar en una Isla Eléctrica Una IBR GFM con capacidad de operar en Isla Eléctrica, deberá cumplir con las siguientes exigencias: 1. Funcionar de manera estable en una Isla Eléctrica donde no existan otras IBR GFM ni unidades generadoras sincrónicas. 2. Operar de manera estable junto con otras IBR GFM o GFL, en ausencia de generación sincrónica. 3. Funcionar de manera estable ante fallas o perturbaciones en la Isla Eléctrica, siempre que estas no activen los sistemas de protección que desconecten la instalación del SI. Lo anterior, cuando la instalación cuente con suficiente energía almacenada o recurso primario disponible. 4. Seguir funcionando cuando el sistema eléctrico deje de operar con unidades generadoras sincrónicas, sin requerir controles externos ni sistemas de comunicación, siempre que el estado del SEN cuente con los recursos necesarios para una operación estable. 5. Continuar en operación asegurando una operación estable cuando se reconecten unidades de generación sincrónica o cuando vuelva a integrarse al sistema eléctrico, ya sea en una Red Débil o Fuerte. Este servicio estará sujeto a unas condiciones suficientes en el sistema con un SCR superior a 1,5 y un RoCoF no superior a 2 Hz/s durante el disturbio.	No se acoge	El AT IBR establece estándares de desempeño y neutralidad tecnológica, por tanto, no se incorporan umbrales de diseño (p. ej., SCR>1,5 o RoCoF<2 Hz/s) ligados a proveedores o a condiciones sistémicas. Por otro lado, el numeral 3 del artículo en cuestión señala "Funcionar de manera estable ante fallas o perturbaciones en la Isla Eléctrica, siempre que estas no activen los sistemas de protección que desconecten la instalación del SI." reconociendo el límite operativo de las IBR GFM, donde si la red es muy débil, la isla deberá desagregarse en un subconjunto eléctricamente viable.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			esquemas de coordinación complejos basados en comunicación, los cuales podrían comprometer estrategias de control descentralizadas. Este enfoque también se alinea con las mejores prácticas internacionales en operación en isla con inversores, donde la capacidad de soportar RoCoF está limitada para asegurar la estabilidad del sistema de control. 3. Mejora de la Resiliencia del Sistema: La introducción de estos límites operativos permite a los planificadores y operadores del sistema definir márgenes operativos tecnológicamente viables y seguros ante los escenarios más plausibles. Se evita así exigir comportamientos poco realistas a los recursos conectados, al tiempo que se fomenta un rendimiento robusto frente a perturbaciones habituales. 4. Armonización con Prácticas Internacionales: Varios países con alta penetración de recursos basados en inversores, como Australia y el Reino Unido, han adoptado umbrales cuantitativos similares para definir de forma clara las condiciones bajo las cuales aplican las obligaciones de control tipo Grid-Forming o de soporte a red. Esto reduce la ambigüedad y mejora la claridad regulatoria.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
15	Envision Energy Chile SpA	3-10	1. Corriente de Inrush del Transformador y Protección de Equipos: La energización de transformadores durante condiciones de Black Start puede generar corrientes de inrush que oscilan entre 6 y 10 veces la corriente nominal del transformador. Estos transitorios pueden provocar caídas severas de tensión o distorsiones armónicas que ponen en riesgo la estabilidad de la isla eléctrica o incluso pueden dañar equipos si no se gestionan adecuadamente. Un estudio de viabilidad permite diseñar y coordinar adecuadamente técnicas como el soft-start o la pre-magnetización para mitigar estos impactos. 2. Fiabilidad en la Restauración del Sistema: La energización exitosa de componentes clave (como transformadores de transporte, transformadores auxiliares o motores de unidades síncronas) es esencial para la restauración progresiva del sistema eléctrico. Sin embargo, estas cargas tienen características y requisitos distintos, y no todos los escenarios de Black Start implican la misma secuencia o nivel de tensión. Un estudio específico garantiza que las rampas de tensión, los límites de corriente y las secuencias de energización se adapten a la topología concreta y a los equipos de la instalación. 3. Evitar la Sobre-Especificación: Requerir capacidad total de Black Start sin realizar un estudio adecuado puede llevar al sobredimensionamiento de inversores y transformadores o a la especificación de soluciones genéricas que resulten ineficientes o innecesariamente costosas. Introducir un estudio de viabilidad alinea la regulación con principios de ingeniería basados en el riesgo y permite un uso más eficaz de la infraestructura existente sin comprometer la seguridad del sistema.	Artículo 3-10 Capacidad de Partida Autónoma La IBR GFM deben aportar capacidad de Partida Autónoma, deberá cumplir con las siguientes exigencias: 1. Iniciar su operación, establecer una referencia de tensión y frecuencia sin contar con suministro de electricidad externo de la red. 2. Alimentar los sistemas auxiliares necesarios para su operación y energizar una parte del sistema eléctrico o Isla Eléctrica. 3. Suministrar corrientes de entrada adecuadas para la energización de transformadores (inrush current), el arranque de motores auxiliares de unidades generadoras sincrónicas, entre otros. 4. Contar con la capacidad de aumentar la tensión de referencia hasta su valor nominal con una tasa de rampa controlada, evitando corrientes de entrada excesivas que puedan afectar la energización de transformadores y líneas de transmisión. 5. Proporcionar una referencia de tierra para permitir una ruta de partida en negro. 6. Proporcionar una referencia de tensión constante que permitan la sincronización y restauración progresiva del sistema eléctrico. 7. Participar en un arranque autónomo colectivo, en aquellos casos en que la instalación está diseñada para operar en paralelo con otras instalaciones que posean Partida Autónoma. La prestación del servicio de capacidad de aportar capacidad de partida autónoma quedará sujeto a la realziación de estudios posteriores en el que se compruebe la factibildiad de arranque suave de los equipos aguas arriba (corriente de inrush de los transformadores principalmente). La capacidad quedará sujeta a la dispnibilidad de recurso primario o energía almacenada.	Se acoge parcialmente	Se ajusta el artículo mencionando que se deberá cumplir con la exigencia siempre y cuando se tenga suficiente recurso energético disponible y, además, se indica en el numeral 1 del artículo observado que no deberá tener suministro eléctrico externo desde el SI. Por otro lado, las IBR GFM que presten el servicio de Partida Autónoma deberán verificar dicha capacidad mediante pruebas de desempeños definidas en el título "modelos y pruebas" del AT IBR. Asimismo, deberán considerar el proceso de verificación para la prestación de SSCC definido en la normativa vigente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			4. Coherencia con las Mejores Prácticas del Código de Red: Los principales códigos de red y protocolos de restauración (como los de ENTSO-E o NERC) exigen habitualmente que la capacidad de Black Start se valide mediante estudios detallados que consideren la topología del sistema, los niveles de cortocircuito y las secuencias de energización. Este enfoque refuerza la fiabilidad de las estrategias de reinicio del sistema y respalda el papel de los recursos basados en inversores (IBRs) en la resiliencia de la red. 5. Planificación Eléctrica a Largo Plazo (PELP): La planificación a largo plazo del sistema eléctrico prevé la retirada progresiva de unidades síncronas de generación convencional, lo cual conlleva una pérdida de inercia en el sistema. Esta inercia puede ser reemplazada mediante unidades basadas en electrónica de potencia (IBRs), por lo que contar con capacidad de Black Start en estas tecnologías es relevante para la seguridad futura del sistema. 6. Artículo 3-9: El funcionamiento en isla puede requerir disponer de capacidad de Black Start, por lo que resulta conveniente que dicha capacidad sea obligatoria, al igual que la capacidad de operación en isla.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
16	Envision Energy Chile SpA	5-5	Las condiciones de simulación y criterios de aceptación de las simulaciones deben quedar definidas para asegurar que todas las IPPs simulan bajo las mismas condiciones de red. El análisis de amortiguaciones no puede ser realizado mediante un modelo EMT si no que requiere un modelo que permita un análisis en pequeña señal o un modelo entregado por el operador del Sistema en el que se produzcan unas oscilaciones y que deban mostrarse cómo se amortiguan.	Artículo 5-5 Desempeño de la IBR GFM El modelo EMT deberá permitir la verificación el desempeño de las siguientes componentes de una IBR GFM: a) Controlador de Tensión ante variaciones del 2% en la consgina del regulador de tensión dentro de los límites de operación normal en el punto de conexión. b) Controlador de Frecuencia/Potencia ante variaciones de frecuencia del sistema dentro de la banda de operación normal. c) Respuesta inercial con una tasa de variación máxima de 3Hz/s. d) Control activo de salto de fase con un salto de fase máximo de 60ºC. ~~e) Control de amortiguamiento de potencia.~~ f) Corriente de inyección rápida de corriente. La verificación del desempeño deberá evaluarse en el Punto de Conexión al SI, considerando una Red Débil con un SCR de 5 en terminales del generador y una relación X/R = 5.	Se acoge parcialmente	Lo solicitado por el observante se encuentra regulado en otro artículo. En particular, el artículo de "Validación del desempeño de los modelos EMT" menciona que es el Coordinador quien deberá definir un set de pruebas. De acuerdo con lo señalado por el observante, se elimina del requerimiento la verificación del desempeño del control de amortiguamiento de potencia.
17	SMA Solar Technology AG	1-3	*"Artículo 1-3 Abreviaturas* *3. IBR GFL : Instalación Basada en Convertidores en modo seguidor de red.* *4. IBR GFM : Instalación Basada en Convertidores en modo formador de red."* **Observación:** Se recomienda, a fin de unificar el lenguaje con otras normativas internacionales, agregar la definición de "planta" a las anteriores abreviaturas.	Artículo 1-3 Abreviaturas 3. IBR GFL : Instalación o Planta Basada en Convertidores en modo seguidor de red. 4. IBR GFM : Instalación o Planta Basada en Convertidores en modo formador de red.	No se acoge	No se requiere realizar la modificación propuesta en la observación, en atención a que existe claridad en la redacción planteada en la abreviatura.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
18	SMA Solar Technology AG	3-7	*"Artículo 3-7 Control de amortiguamiento de potencia activa* *4. La configuración y parametrización de los convertidores no deberán introducir nuevos modos oscilatorios inestables en el sistema eléctrico, ni exacerbar los modos oscilatorios existentes."* **Observación:** El requerimiento anterior se ve impactado por varios factores de la planta/instalación: configuración y parametrización de los convertidores y controladores de la planta, además de los elementos de la misma (Transformadores, filtros, impendancias, etc). La normativa debe asegurar el cumplimiento de este punto a nivel de planta GFM IBR, y no de un equipo en particular.	Artículo 3-7 Control de amortiguamiento de potencia activa 4. La configuración y parametrización de una IBR GFM, no deberá introducir nuevos modos oscilatorios inestables en el sistema eléctrico, ni exacerbar los modos oscilatorios existentes.	Se acoge parcialmente	Se modifica la redacción del artículo considerando lo señalado por el observante.
19	SMA Solar Technology AG	3-2	*"El Controlador de Tensión de una IBR GFM deberá ser autónomo, permitiéndole mantener la tensión dentro de los límites permitidos correspondientes, de acuerdo con lo establecido en la NTSyCS, sin requerir el apoyo de otras unidades generadoras sincrónicas u otras IBR GFM.* *El Controlador de Tensión de la instalación deberá cumplir con, al menos, los siguientes requisitos:* *1. El Tiempo de Reacción del controlador debe ser instantáneo* *2. El FIV del convertidor debe mantenerse constante en periodos transitorios, sin exceder los límites técnicos de la instalación.* *3. El controlador deberá inhabilitarse cuando el control de inyección rápida de corriente se active, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-8*	"El Controlador de Tensión de una IBR GFM deberá ser autónomo, permitiéndole mantener la tensión dentro de los límites permitidos correspondientes, de acuerdo con lo establecido en la NTSyCS, sin requerir el apoyo de otras unidades generadoras sincrónicas u otras IBR GFM. El Controlador de Tensión de la instalación deberá cumplir con, al menos, los siguientes requisitos: 1. La respuesta instantánea del control de tensión en el punto de conexión al SI, se logrará mediante la acción combinada de los convertidores de una planta IBR GFM y el controlador de tensión de planta. 2. El FIV del convertidor debe mantenerse constante en periodos transitorios, sin exceder los límites técnicos de la instalación. 3. El controlador deberá inhabilitarse cuando el control de inyección rápida de corriente se	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre las exigencias a las IBR GFM a nivel de planta o nivel de covnertidor".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			del presente Anexo **<u>Observación:</u>** *Se propone modificar el punto 1. Primeramente, señalar que los controladores no reaccionan de forma instantánea. Estos tienen un refresh rate de aprox. 25ms-40ms, que sumado a los retardos de comunicacion (medida del POI, etc) generan los setpoints hacia los inversores de una IBR GFM en un tiempo mayor al tiempo instantáneo (>5ms) requerido. Sin embargo, la reacción del control de tensión en terminales de cada inversor es instantánea. Finalmente, la respuesta conjunta (inversor+Controlador de Tensión), es instantánea en el punto de conexión al SI.*	active, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-8 del presente Anexo"		
20	SMA Solar Technology AG	5-4	*"6. Comparación del desempeño entre un modelo EMT detallado y un modelo EMT agregado para verificar la coherencia en su rendimiento."* **<u>Observación:</u>** La comparación entre modelos detallados y modelos agregados solo permite verificar la coherencia interna entre dos modelos construidos con los mismos supuestos. No asegura que dichos modelos representen correctamente el comportamiento real del convertidor en condiciones dinámicas severas. Para validar un modelo EMT de IBR GFM se requiere necesariamente la utilización de datos reales (ensayos de fábrica, HIL, laboratorio o mediciones en campo) y trazabilidad de la versión de firmware. La comparación de modelos (punto 6) debe considerarse únicamente como verificación complementaria, no como método principal	~~6. Comparación del desempeño entre un modelo EMT detallado y un modelo EMT agregado para verificar la coherencia en su rendimiento.~~	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			de validación. Se recomienda eliminar el punto 6.			
21	SMA Solar Technology AG	5-4	*"El Coordinador, justificadamente, podrá definir otro método o conjunto de pruebas de validación de los modelos EMT."* ***Observación**: El articulo define los métodos disponibles para validación de los modelos EMT, sin embargo, la frase no deja claro que el Coordinador deberá determinar el conjunto de pruebas. La frase, tal como está, deja a discreción del coordinado, propietario de la instalación o los fabricante determinar estas pruebas.*	El Coordinador, justificadamente, podrá definir otro método para las pruebas de validación de los modelos EMT. Asimismo, el Coordinador definirá el conjunto de pruebas de validación de dichos modelos.	No se acoge	Debido a que el modelo EMT deberá ser tipo OEM (del fabricante original), es adecuado que la validación la realicé el proveedor. Se permitirá cualquiera de las metodologías de validación dispuestas en el artículo observado para la validación de dicho modelo.
22	SMA Solar Technology AG	3-5	*A efecto de lo anterior, la instalación deberá contar con un margen de seguridad adecuado, el cual podrá garantizarse mediante distintas estrategias, entre ellas:* *i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación.* *ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores.* *iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida.* *Observación: Esta definicion no establece ningun lineamiento de cuánto es el margen técnico de seguridad que las plantas IBR GFM deberán considerar en su diseño (eg ΔP=+-15%Pnom), lo que impacta directamente en la viabilidad del caso de negocio del proyecto en etapas previas. Asimismo, este servicio de*	A efecto de lo anterior, la instalación deberá contar con un margen de seguridad adecuado, el cual podrá garantizarse mediante distintas estrategias, entre ellas: i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación. ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores. iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida. El Coordinador deberá validar el margen de seguridad de la instalación de acuerdo con lo señalado en el Título 5 del presente Anexo, junto con su provisión a partir del respectivo Servicio Complementario.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			reserva no debería ser parte de un requerimiento técnico mínimo, sino mas bien de un servicio sistémico espécifico que debe ser remunerado en su mérito. Finalmente, comentar que el cálculo de reserva de inercia de una planta IBR GFM depende, entre otros factores, del límite deROCOF y de la constante de Inertia H, parámetros que son, en otros mercados, calculados via simulación por el operador del sistema o via modelos.			
23	SMA Solar Technology AG	5-1	*"5. Entregar junto al modelo EMT, un modelo con sus ajustes basados en el firmware de la planta misma en operación, en formato DLL o código fuente."* **Observación:** Generalmente los modelos EMT son archivos DLL (codigo compilado del firmware de un dispositivo). Por lo general no existe un modelo DLL para una planta, más bien existen modelos DLL creados de codigo compilado independientes para el convertidor y controlador de planta. Adicionalmente, la parametrización o ajustes de estos modelos pueden efectuarse a través de un archivo de configuración (.txt o .ini, por ejemplo). Es importante detallar estos puntos en los requisitos genrales para evitar ambiguedades.	5. Entregar junto al modelo EMT, todos los archivos necesarios para la implementación del modelo de planta en el software de simulación EMT, incluyendo los archivos DLL o código fuente derivados del firmware de los convertidores y controlador de planta, si aplica. Igualmente, se deben especificar y entregar los archivos adicionales necesarios para ajustar y/o parametrizar los modelos de los dispositivos.	Se acoge parcialmente	Se ajusta la redacción del literal de acuerdo con lo señalado por el agente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
24	SMA Solar Technology AG	5-1	*"7. El modelo deberá operar en un software de simulación especializados en análisis de transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia. El software en el cual funcionan los modelos ser señalado en la guía indicada en el numeral 4 del presente artículo."* **Observación:** Redacción	7. El modelo deberá operar en un software de simulación especializados en análisis de transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia. El software en el cual funcionan los modelos **está** señalado en la guía indicada en el numeral 4 del presente artículo.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 340.
25	SMA Solar Technology AG	5-3	*"Artículo 5-3 Parámetros técnicos de modelos EMT de los IBR GFM* *Los modelos EMT de los IBR GFM deberán permitir la visualización de, al menos, los siguientes parámetros:* *1. Reactancia primaria del Convertidor GFM, en por unidad.* *2. Reactancia adicional entre el terminal del Convertidor GFM y el Punto de Conexión al SI, en por unidad.* *3. El ángulo nominal entre la FIV y los terminales de entrada del Convertidor GFM, en radianes.* *4. El ángulo nominal entre la FIV y el Punto de Conexión al SI, en radianes.* *5. La tensión nominal de la FIV, en por unidad.* *6. El ángulo nominal de la FIV, en radianes.* *7. El ángulo eléctrico nominal entre la corriente y tensión en la entrada del transformador de potencia del ST, en radianes.* *El Coordinador podrá solicitar la visualización de parámetros adicionales en los modelos antes mencionados, justificadamente, con el fin de validar el comportamiento del IBR GFM."* **Observación:** Se recomienda evitar especificar las unidades de las impedancias, dado que estas pueden también estar expresadas en ohm. Se pide definir que se entiende por ángulo nominal. Los modelos permiten visualizar los fasores de tension dependiendo	Artículo 5-3 Parámetros y variables técnicas de modelos EMT de los IBR GFM Los modelos EMT de los parques que utilizan IBR GFM deberán permitir la visualización de, al menos, los siguientes parámetros y variables: 1. Reactancia primaria del Convertidor GFM. 2. Reactancia adicional entre el terminal del Convertidor GFM y el Punto de Conexión al SI. 3. El ángulo entre la FIV y los terminales de entrada del Convertidor GFM, en radianes. 4. El ángulo entre la FIV y el Punto de Conexión al SI, en radianes. 5. La tensión de la FIV, en por unidad. 6. El ángulo de la FIV, en radianes. 7. El ángulo eléctrico entre la corriente y tensión en la entrada del transformador de potencia del ST, en radianes.	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			del punto de operación del convertidor. Si por ángulo nominal se entiende el ángulo para un punto de operación específico (ej: P nominal, Q cero), favor definir en la norma. Sino, se recomienda omitir el temrino nominal y especificar que estas son variables resultantes del punto de operación del convertidor.			
26	SMA Solar Technology AG	4-4	*a) La operación ante fallas deberá activarse automáticamente dentro de un tiempo no superior a* *20 [ms] desde la detección de la condición de baja tensión.* *<u>Observación:</u> El párrafo presta a confusión. En caso de operación ante fallas, el controlador de tensión queda deshabilitado. El tiempo desde el inicio de la falla hasta que el controlador de tensión queda deshabilitado, es configurable (eg 20ms). Por otro lado, son los convertidores quienes se activan automáticamente durante la falla para entregar corriente reactiva (en un tiempo inferior a 20 (ms). CNE debe aclarar a cual de los 2 escenarios se está refiriendo.*	a) La operación ante fallas, dado por el tiempo en que el controlador de tensión queda desabilitado, deberá activarse automáticamente dentro de un tiempo no superior a 20 [ms] desde la detección de la condición de baja tensión. O a) La operación ante fallas, dado por el tiempo en que los convertidores inyectan su corriente reactiva, deberá activarse automáticamente dentro de un tiempo no superior a 20 [ms] desde la detección de la condición de baja tensión.	Se acoge parcialmente	Se modifica la redacción del literal para indicar explícitamente que el tiempo indicado en el numeral observado se refiere al periodo en el cual la instalación deberá activar su operación ante fallas, debido al descenso de tensión en el Punto de Conexión al SI.
27	SMA Solar Technology AG	4-4	Artículo 4-4 Requerimientos del Controlador de Tensión en condiciones de operación ante fallas b) El Tiempo de Asentamiento deberá ser inferior a 80 [ms]. c) La Banda de Asentamiento deberá ser inferior a ±10%. *<u>Observación</u>: EL Controlador de tensión es solo subsistema dentro de toda la estructura de control de la planta/instalación. La performance dinámica de la planta, incluido los tiempos y bandas de asentamiento, son definiciones y requerimientos que deben ser tratados a nivel de punto de conexión al SI.*	Artículo 4-4 Requerimientos del Controlador de Tensión en condiciones de operación ante fallas b) El Tiempo de Asentamiento, medido en el Punto de conexión al SI, deberá ser inferior a 80 [ms]. c) La Banda de Asentamiento, medida en el Punto de conexión al SI, deberá ser inferior a ±10%.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 549.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
28	SMA Solar Technology AG	4-3	Artículo 4-3 Requerimientos al Controlador de Tensión en condiciones de operación normal c) El Tiempo de Reacción deberá ser inferior a 200 [ms]. d) El Tiempo de Subida deberá ser inferior a 1 [s]. El Coordinador, justificadamente, podrá instruir un tiempo mayor, sin exceder los 30 [s]. f) La Banda de Asentamiento deberá ser inferior a ±5% *Observación:* EL Controlador de tensión es solo subsistema dentro de toda la estructura de control de la planta/instalación. La performance dinámica de la planta, incluido el tiempo de subida, deben ser tratados a nivel de punto de conexión al SI.	Artículo 4-3 Requerimientos al Controlador de Tensión en condiciones de operación normal c) El Tiempo de Reacción, medido en el Punto de conexión al SI, deberá ser inferior a 200 [ms]. d) El Tiempo de Subida, medido en el Punto de conexión al SI, deberá ser inferior a 1 [s]. El Coordinador, justificadamente, podrá instruir un tiempo mayor, sin exceder los 30 [s]. f) La Banda de Asentamiento, medido en el Punto de conexión al SI, deberá ser inferior a ±5%	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 547.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
29	SMA Solar Technology AG	1-4	1. Banda de Asentamiento: rango dentro del cual la señal de salida del Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión de una IBR debe estabilizarse y permanecer dentro de este, luego de una desviación en la señal de entrada. 14. Tiempo de Asentamiento: intervalo de tiempo que transcurre desde que el Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión detecta una desviación en la señal de entrada, hasta que la señal de salida correspondiente ingresa y permanece dentro de la Banda de Establecimiento 15. Tiempo de Reacción: intervalo de tiempo que transcurre entre la ocurrencia de un cambio en la señal de entrada y el instante en que el Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión inicia su respuesta mediante un cambio en la señal de salida correspondiente. 16. Tiempo de Subida: intervalo de tiempo requerido por el Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión, para que, ante un cambio en la señal de entrada, la señal de salida correspondiente alcance el 90% de su valor final *Observación*: Los tiempos y banda de asentamiento no deben considerarse una característica del controlador en sí, sino como la dinámica de respuesta a nivel de punto de conexión al SI de la IBR GFM.	1. Banda de Asentamiento: Rango dentro del cual debe estabilizarse y mantenerse la señal de respuesta de la planta IBR en el Punto de Conexión, luego de un cambio de consigna o una perturbación, tomando como referencia un porcentaje del valor objetivo 14. Tiempo de Asentamiento: Tiempo requerido para que la señal de respuesta de la planta IBR en el Punto de Conexión alcance y se mantenga dentro del rango definido por la Banda de Asentamiento, luego de una variación o perturbación en la red. 15. Tiempo de Reacción: intervalo de tiempo que transcurre entre la ocurrencia de un cambio en la señal de entrada y el instante en que la planta IBR inicia su respuesta mediante un cambio en la señal de salida correspondiente en el Punto de conexión. 16. Tiempo de Subida: intervalo de tiempo requerido para que, ante un cambio en la señal de entrada, la respuesta de una planta IBR alcance el 90% de su valor final en el punto de conexión.	No se acoge	Las definiciones observadas hacen referencia al Controlador de Tensión y Controlador de Frecuencia/Potencia (ambas estipuladas en el artículo 1-7 de la NTSyCS), las cuales indican explícitamente que estos dispositivos deberán controlar las variables eléctricas en el Punto de Conexión al SI, o dicho de otra forma, la medición de la respuesta del convertidor deberá realizarse en este mismo punto.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
30	SMA Solar Technology AG	4-7	Artículo 4-7 Controlador de Frecuencia/Potencia a) El Tiempo de Reacción deberá ser inferior a 1 [s]. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el Coordinado proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen. b) El Tiempo de Subida deberá ser inferior a 4 [s]. c) El Tiempo de Asentamiento deberá ser inferior a 10 [s]. *Observación: El* Controlador es solo subsistema dentro de toda la estructura de control de la planta/instalación. La performance dinámica de la planta, incluido el tiempo de subida, deben ser tratados a nivel de punto de conexión al SI.	Artículo 4-7 Controlador de Frecuencia/Potencia a) El Tiempo de Reacción, medido en el punto de conexión al SI, deberá ser inferior a 1 [s]. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el Coordinado proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen. b) El Tiempo de Subida, medido en el punto de conexión al SI, deberá ser inferior a 4 [s]. c) El Tiempo de Asentamiento, medido en el punto de conexión al SI, deberá ser inferior a 10 [s].	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 550.
31	SMA Solar Technology AG	5-1	Se recomienda implementar de forma obligatoria un procedimiento de validación de desempeño real de plantas IBR, posterior a la puesta en marcha y como condición previa a la entrada en operación. El CEN debería ser responsable de proveer una metodología, instructivo, o similar estandarizado para ser implementado por los coordinados. Esta medida preventiva es relevante, dado que permite contrastar la operación real de la planta IBR, con lo proyectado en modelos y simulaciones. La experiencia internacional ha demostrado que confiar exclusivamente en modelos teóricos puede conducir a errores críticos en la operación del sistema eléctrico. Ejemplos concretos en que el comportamiento real frente a una falla no fue el proyectado en simulaciones: - Odessa distrubance, 2021, ERCOT EEUU. Reporte de NERC:	Considerando los argumentos, se recomineda tomar acciones para incluir esta medida en la sección adecuada dentro de esta actualilzación o el ó los documentos pertinentes.	No se acoge	Lo solicitado por el agente se encuentra fuera del alcance de la presente modificación normativa. Se deja constancia que la actual modificación normativa responde a ajustes urgentes identificados por la Comisión, orientados a resguardar la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional. Estas modificaciones fueron presentadas en la sexta sesión del Comité Consultivo y expuestas a la industria en el borrador publicado en el marco de la presente Consulta Pública. Cabe destacar que, el proceso de modificación de la NTSyCS concluirá con la revisión integral de la Norma Técnica, cuyo proyecto de modificación de norma técnica será sometido a Consulta Pública en una etapa posterior, conforme al Plan Normativo aprobado mediante la Resolución Exenta N°618 de 2023.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/Documents/Odessa_Disturbance_Report.pdf - System split (~30% del Sistema Interconectado Nacional), 2023, Brasil. Reporte de falla ONS (Operador Nacional do Sistema Eléctrico):https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RAP%202023.08.15%2008h030min%20vers%C3%A3o%20final.pdf Otros mercados han avanzado en esta dirección, validación real, como por ejemplo Australia, donde de forma general el proceso exige incluye las siguientes etapas, R2 corresponde a la validación real, contrastando con R1 de Modelamiento y simulaciones: Etapa R0: Diseño Preliminar Propósito: La prueba R0 se realiza durante las primeras etapas del diseño de un sistema de generación. Implica modelado inicial y estudios para asegurar que el diseño propuesto pueda cumplir con los estándares de rendimiento requeridos. Requisitos: En esta etapa, puede que no se disponga de especificaciones detalladas del equipo, por lo que el modelado y los datos proporcionados se basan en valores típicos e información del fabricante. Resultado: Proporciona una evaluación preliminar de la capacidad del sistema de generación para cumplir con los requisitos de conexión a la red. Etapa R1: Etapa de Diseño Detallado: Propósito: La prueba R1 se realiza una vez que se ha completado el diseño detallado del sistema de generación y se ha adquirido el equipo principal. Requisitos: En esta etapa, el proponente debe proporcionar modelos detallados y verificados			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			del sistema de generación. Estos modelos incluyen datos del fabricante, información de diseño detallada y estudios del sistema. Resultado: AEMO evalúa los modelos para asegurar el cumplimiento con los estándares de rendimiento. Una prueba R1 exitosa permite avanzar con la instalación y puesta en marcha del sistema de generación. Etapa R2: Validación Post-Puesta en Marcha: Propósito: La prueba R2 se realiza después de la puesta en marcha del sistema de generación. Implica pruebas en sitio y validación para confirmar que el sistema opera conforme a los modelos detallados y estándares de rendimiento presentados en la prueba R1. Requisitos: Se realizan pruebas en sitio, como pruebas de rendimiento dinámico y en estado estable. Estas pruebas validan el rendimiento real del sistema frente a los modelos presentados y aseguran el cumplimiento con los requisitos técnicos de la red. Resultado: AEMO requiere una validación R2 exitosa para finalizar el registro del sistema de generación y permitir su participación plena en el mercado. Guia de pruebas R2: https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/network_connections/r2_testing_guideline.pdf Finalmente, se propone adaptar este enfoque al contexto nacional, incorporando una etapa de validación homologa a la prueba R2 australiana. Esta medida no solo alinea al país con buenas prácticas internacionales, sino que también refuerza la seguridad operativa del sistema eléctrico nacional.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
41	Transmisoras de Chile A.G.	3-1	El inciso 1 indica los siguiente: "*Por diseño, la energía debe estar disponible de forma instantánea para el SEN, sin que se vea retrasada por algoritmos de control en el lado de corriente contnua. Para efectos del presente Título, se considerará instantáneo un tiempo menor a 5 milisegundos.*" El mercado actual de convertidores tiene varios participantes que no pueden garantizar una respuesta < 5 ms debido a lógicas, controladores intermedios, lo cual limitaría el número de posibles participantes en futuros procesos. Adicionalmente, dependiendo de la aplicación/criticidad este tiempo puede ser variado sin comprometer el desempeño/estabilidad del sistema	"*Por diseño, la energía debe estar disponible de forma instantánea para el SEN, sin que se vea retrasada por algoritmos de control en el lado de corriente contnua. Para efectos del presente Título, se considerará instantáneo un tiempo menor a ~~5~~ **10** milisegundos **salvo exista una justificación técnica del fabricante que no comprometa el desempeño de la instalación***."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
42	Transmisoras de Chile A.G.	3-1	El inciso 5 hace alusión a una red débil, pero no especifica condiciones mínimas para considerarla como tal.	"*Diseñada para operar de manera estable conectada a una Red Débil.* ***Ver definición en Artculo 3-14 Clasificación de Red Débil del ANEXO TECNICO DE METODOLOGÍA PARA DETERMINAR REQUERIMIENTOS DE ROBUSTEZ.***"	No se acoge	No se requiere realizar la modificación propuesta en la observación, en atención a que existe claridad en la redacción planteada en el artículo.
43	Transmisoras de Chile A.G.	3-5	El presente artículo señala lo siguiente respecto a la respuesta inercial: "*A efecto de lo anterior, la instalación deberá contar con un margen de seguridad adecuado, el cual podrá garantizarse mediante distintas estrategias, entre ellas:* *i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación.* *ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores.* *iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida.*" Se solicita definir de forma cuantitativa el concepto de "margen de seguridad adecuado".	Se solicita definir de forma cuantitativa el concepto de "*margen de seguridad adecuado*".	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
44	Transmisoras de Chile A.G.	3-6	El inciso 2 indica lo siguiente: "*El ángulo máximo de salto de fase deberá permitr una respuesta lineal y controlada, sin actvar las funciones de limitación de corriente, considerando un ángulo de referencia cercano a 0 grados, el cual será el punto de operación normal en estado estable. El ángulo máximo de salto de fase no podrá ser inferior a 30 grados.*" Saltos tan grandes sin activar protecciones puede no ser posible para algunos convertidores disponibles en el mercado, lo cual limitaría el número de posibles participantes en futuros procesos.	"*El ángulo máximo de salto de fase deberá permitr una respuesta lineal y controlada, sin actvar las funciones de limitación de corriente, considerando un ángulo de referencia cercano a 0 grados, el cual será el punto de operación normal en estado estable. El ángulo máximo de salto de fase no podrá ser inferior a 30 grados* ***salvo exista una justificación técnica del fabricante que no comprometa el desempeño de la instalación***."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Factibilidad técnica informada por el fabricante".
45	Transmisoras de Chile A.G.	3-8	El numeral 2 indica lo siguiente: "*La IBR GFM deberá aportar, al menos, el 100% de su capacidad nominal de corriente de cortocircuito en un plazo máximo de 30 milisegundos.*" Dependiendo del tamaño del IBR el tiempo establecido de 30 ms puede no ser posible por limitaciones térmicas/control de la solución	"*La IBR GFM deberá aportar, al menos, el 100% de su capacidad nominal de corriente de cortocircuito en un plazo máximo de 30 milisegundos.* ***Tiempos mayores pueden ser evaluados por el Coordinador siempre que exista una restricción técnica del fabricante que no comprometa el desempeño del sistema.***"	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM".
46	Transmisoras de Chile A.G.	5-2	Este artículo indica lo siguiente: "*c. Modelación de los interruptores electrónicos de potencia, que podrá realizarse entre otros, mediante:* *i. Modelos de conmutación detallados.* *ii. Modelos de representación mediante fuente de tensión o corriente controladas. En caso de utilizar esta representación, se deberá verificar que las funciones de control y protección no estén simplificadas, asegurando un adecuado análisis de respuesta dinámica.*" Se recomienda incluir una precisión que les permita a los fabricantes presentar algunos elementos como caja negra de forma que no se comprometa su desempeño, esto debido a que los fabricantes de este tipo de tecnologías manifiestan que dentro de las metodologías de conmutación está gran parte de su know-how	"*c. Modelación de los interruptores electrónicos de potencia, que podrá realizarse entre otros, mediante:* *i. Modelos de conmutación detallados.* *ii. Modelos de representación mediante fuente de tensión o corriente controladas. En caso de utilizar esta representación, se deberá verificar que las funciones de control y protección no estén simplificadas, asegurando un adecuado análisis de respuesta dinámica.* ***Algunos modelos de detalle y lógica de conmutación pueden presentarse como cajas negras sin que ello afecte su desempeño. El modelo debe permitir mantener el acceso completo a las variables involucradas y a la parametrización de los controles, garantizando así la funcionalidad y trazabilidad del modelo.***"	Se acoge parcialmente	Se incorpora al literal en cuestión: "Los modelos antes mencionados podrán representarse sin dar a conocer su estructura interna, manteniendo el acceso a las señales de entrada y salida correspondientes"

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			por lo que lo consideran como secreto industrial.			
47	Transmisoras de Chile A.G.	8-3	El artículo establece que los titulares de las IBR GFL conectadas al SEN, así como aquellas declaradas en construcción, deberán presentar al Coordinador un plan de adecuación para dar cumplimiento al Anexo Técnico. Se propone incluir en este transitorio a aquellos proyectos IBR GFL correspondiente a los procesos de licitación de las obras del Plan de Expansión de la tranmisión cuyo llamado a licitar ya hubiese ocurrido al momento de la entrada en vigencia del presente Anexo Técnico.	"*Para dar cumplimiento a las exigencias indicadas en el Título 4, los titulares de las IBR GFL conectadas al SEN, los titulares de las IBR GFL que se encuentren declaradas en construcción conforme a lo dispuesto en el 72°-17 de la Ley, al momento de la publicación del presente Anexo, deberán presentar al Coordinador en un plan de adecuaciones que les permita cumplir con lo establecido en el presente Anexo Técnico, salvo lo indicado en el numeral 5 del Artículo 4-1 del presente Anexo.* ***A su vez, los adjudicatarios de las IBR GFL correspondientes a obras del Plan de Expansión cuyo llamado a licitación se haya realizado previamente a la publicación del presente Anexo, deberán presentar al Coordinador en un plazo no superior a nueve meses contados desde la entrada en operación del IBR GFL, un plan de adecuaciones que les permita cumplir con lo establecido en el presente Anexo Técnico, salvo lo indicado en el numeral 5 del Artículo 4-1 del presente Anexo.***"	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
48	Transmisoras de Chile A.G.	General	Actualmente, dentro de los procesos requeridos para obras de SSCC se encuentran la exigencia de procesos SAC, Declaración en Construcción, entre otros. Además, en el desarrollo de alguna de estas obras se ha requerido recurrir al mecanismo del artículo 102° de la Ley para solucionar ajustes de alcance. De esta forma, las obras de SSCC, las cuales tienen carácter regulado, tendrían que pasar por procesos que no corresponden a este tipo de obras. Considerando lo anteriormente expuesto, se solicita realizar la homologación de las	Se solicita realizar la homologación de las exigencias de los procesos requeridos para obras de SSCC, considerando el carácter regulado de estas últimas. Sin perjuicio de lo anterior, se solicita que, en caso de requerir la utilización del mecanismo del artículo 102 de la Ley, el Coordinador deba omitir el requerimiento de dicho mecanismo de realizar un análisis de justificaciones técnicas y económicas dirigido al Coordinador. Igualmente, se solicita que, para esta situación particular, el Coordinador se atenga a los plazos regulatorios vigentes.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			exigencias de los procesos requeridos para obras de SSCC, considerando el carácter regulado de estas últimas. Sin perjuicio de lo anterior, se solicita que, en caso de requerir la utilización del mecanismo del artículo 102 de la Ley, el Coordinador deberá omitir el requerimiento de dicho mecanismo de realizar un análisis de justificaciones técnicas y económicas dirigido al Coordinador, habida cuenta que estas obras son promovidas a partir de sus propios análisis. Igualmente, se solicita que, para esta situación particular, el Coordinador se atenga a los plazos regulatorios vigentes.			
82	AES Andes S.A.	General	A nivel normativo, y particularmente en el marco de la presente actualización de la norma técnica de seguridad, no se establece de manera explícita la relación entre los atributos de robustez de frecuencia y de tensión y su participación en el mercado de servicios complementarios. Esta falta de claridad no solo limita la capacidad de asegurar una provisión eficiente de servicios esenciales para la seguridad del sistema eléctrico, sino que además introduce un grado significativo de incertidumbre para el desarrollo de futuras inversiones en sistemas de almacenamiento, especialmente aquellos con capacidades grid forming. La ausencia de lineamientos claros podría retrasar o desincentivar proyectos estratégicos que, de estar debidamente integrados al mercado, fortalecerían la estabilidad y resiliencia de la operación del sistema eléctrico nacional. En este contexto, se propone establecer una vinculación directa entre dichos atributos y sus mecanismos de provisión, por ejemplo, complementando los requerimientos del Artículo 3-5 del presente anexo técnico, en relación con márgenes de seguridad para proveer inercia sintética.	Se propone complementar los requerimientos del presente anexo técnico según la observación adjunta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Nuevos SSCC asociados a la Robustez del SI".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
83	AES Andes S.A.	3-1	Del Punto 4 no queda claro el sentido de "que responda de manera simetrica". Se propone señalar explicitamente que significa "la energía disponible para inyección o absorción no es la misma en ambos sentidos"	Se propone aclarar explicitamente en qué sentido se habla de simetría.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 166.
84	AES Andes S.A.	3-10	Para que un IBR GFM pueda prestar partida autónoma, es necesario previamente definir la potencia de los servicios auxiliares y la corriente de inrrush de los transformadores que debe ser alimentada por el IBR desde su diseño.	"La IBR GFM con capacidad de Partida Autónoma, deberá cumplir con las siguientes exigencias, en la medida que sus caractesticas técnicas de su diseño lo permitan":	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Factibilidad técnica informada por el fabricante".
85	AES Andes S.A.	3-11	De acuerdo a este articulo, se entiende que todos los proyectos CRCA y BESS en ya operación deberán migrar a un esquema GFM. Sin embargo dependiendo del tipo de diseño de estos proyectos, en algunos casos esto no es factible ya que se podrían requerir modificaciones mayores a el equipamiento. Por lo anterior se propone incorporar una excepción al mandato en casos justiticados por el fabricante.	Se propone complementar el articulo según la observación adjunta.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la obligatoriedad de capacidad GFM en SAE y CRCA".
86	AES Andes S.A.	3-11	El articulo habla de CRCA, indistintamente si es un hibrido acoplado en AC o DC(en cuyo caso comparte inversor). Se propone indicar expresamente a que tipo de proyecto CRCA se refiere.	Se propone complementar el articulo según la observación adjunta.	No se acoge	La definición de Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento no distingue el tipo de hibridación (AC o DC), más bien, establece que estas instalaciones están compuestas por dos componentes: generación y almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico. En consecuencia, la exigencia relativa a las IBR GFM aplica exclusivamente a la componente de almacenamiento, independiente de la arquitectura de hibridación utilizada.
87	AES Andes S.A.	3-2	Numeral 3. AES recomienda que los requisitos se mantengan dentro de la respuesta de inyección esperada, en lugar de dictar si se debe inhabilitarse un controlador de inversor y cuándo. La mayoría de los controladores de los proveedores siguen activos durante una inyección rápida de corriente, lo que no	Se propone complementar el articulo según la observación adjunta.	Se acoge parcialmente	Se modifica la redacción del artículo considerando lo señalado por el observante.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			impide que la inyección se produzca durante el modo Grid-Forming.			
88	AES Andes S.A.	3-2	Mumeral 3. este párrafo hace referencia a que durante falta se requiere que el controlador de tensión se deshabilite, es decir que trabaje como GFL? Se propone aclarar explicitamente.	Se propone complementar el articulo según la observación adjunta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
89	AES Andes S.A.	3-3	Se solicita aclarar cómo funciona exactamente el control de inyección de rápida corriente en el controlador de voltaje interno	Se propone modificar el articulo en el sentido de la observación adjunta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
90	AES Andes S.A.	3-3	Los tiempos de reacción de los controladores generalmente no se pueden configurar durante operación.	Se recomienda establecer que los parametros tengan la posibilidad de ajustes y rangos posibles. Asimismo los parametros por default.	No se acoge	Se elimina el artículo que regulaba los parámetros del Controlador de Tensión en el Título 3, debido a que dichas disposiciones se encuentran en el artículo 6-2 del AT IBR. Asimismo, se elimina la exigencia de ajustar el diagrama PQ, toda vez que la exigencia correspondiente está establecida en el artículo 3-9 de la NTSyCS.
91	AES Andes S.A.	3-3	El Artículo 3-2 explica el controlador de voltaje como un control autónomo del fasor de voltaje interno. Normalmente, en un inversor GFM, no se utiliza la banda muerta para el control interno de voltaje. Se solicita aclarar si este articulo aborda la regulación de voltaje en el POI? que sería un lazo de control externo	Se propone modificar el articulo en el sentido de la observación adjunta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre las exigencias a las IBR GFM a nivel de planta o nivel de convertidor".
92	AES Andes S.A.	3-5	Se solicita aclarar los alcances del "Régimen Transitorio" y explicitar la característica de respuesta inercial para su desempeño durante este régimen y posterior al mismo.	Se propone modificar el articulo en el sentido de la observación adjunta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
93	AES Andes S.A.	3-5	En relación al numeral i) se debe establecer claramente y sin ambigüedad que los margenes de reserva esperados a mantener entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación deberán ser determinados en el marco de provisión de servicios complementarios.	i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación, el que deberá ser determinado en el marco de provisión de servicios complementarios.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Nuevos SSCC asociados a la Robustez del SI".
94	AES Andes S.A.	3-5	En relación al numeral ii) se debe establecer claramente y sin ambigüedad que la capacidad de sobrecarga exigida para los convertidores deberá ser determinados en el marco de provisión de servicios complementarios y no como una condición minima de diseño.	ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores la que deberá ser determinada en el marco de provisión de servicios complementarios.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Nuevos SSCC asociados a la Robustez del SI".
95	AES Andes S.A.	3-5	En relación al numeral iii) se debe establecer claramente y sin ambigüedad que Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida, deberá ser determinados en el marco de provisión de servicios complementarios y no como una condición minima de diseño.	iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida la que deberá ser determinada en el marco de provisión de servicios complementarios.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Nuevos SSCC asociados a la Robustez del SI".
96	AES Andes S.A.	3-6	El requisito actual de 30 grados está en conflicto con IEEE 2800, que es el último estándar que los proveedores de inversores están tratando de cumplir.	"El ángulo máximo de salto de fase deberá permitir una respuesta lineal y controlada, sin activar las funciones de limitación de corriente, considerando un ángulo de referencia cercano a 0 grados, el cual será el punto de operación normal en estado estable. El ángulo máximo de salto de fase será menor o igual a 25 grados"	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 8.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
97	AES Andes S.A.	3-6	Se solicita explicar en el articulo la diferencia entre el transitorio asociado al salto de fase indicado en N°2 y al indicado en N°3.	Se propone modificar el articulo en el sentido de la observación adjunta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
98	AES Andes S.A.	3-7	N°1. Se solicita explicitar en el articulo el grado de amortiguamiento esperado y la metodología de cálculo para determinarlo.	Se propone modificar el articulo en el sentido de la observación adjunta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
99	AES Andes S.A.	3-7	N°5. Se solicita explicitar en el articulo el rango de frecuencias asociado a cada fenómeno oscilatorio y el grado de amortiguamiento esperado junto a la metodología de cálculo para determinarlo.	Se propone modificar el articulo en el sentido de la observación adjunta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
100	AES Andes S.A.	3-7	N°3 se propone que la configuración de amortiguación se determine durante la etapa de estudios del proceso de interconexión.	Se propone modificar el articulo en el sentido de la observación adjunta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 978.
101	AES Andes S.A.	3-8	El articulo cita 1,5 por unidad de corriente como ejemplo, lo cual no es realista para la mayoría de los inversores y, por lo general, supera los umbrales máximos de protección contra sobrecorriente en la industria. Entendiendo que es solo un ejemplo, se propone eliminar tal grafico para evitar confusión o hacerlo general sin indicar un valor especifico, solo indicando mayor o igual a 1	Se recomineda eliminar el ejemplo de corriente máxima de 1.5 por unidad o hacerlo general sin indicar un valor especifico solo indicando mayor o igual a 1	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
102	AES Andes S.A.	3-8	Del articulo no se entiende cómo se espera que el GFM IBR suministre una corriente reactiva mayor que la suministrada antes de la contingencia (Artículo 3-8, Punto 2). Se propone desarrollar en mayor detalle tal requerimiento y cómo se debe concretar	Se propone modificar el articulo en el sentido de la observación adjunta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
103	AES Andes S.A.	3-8	La capacidad nominal de corriente de cortocircuito suele ser superior a 1.0 p.u., a diferencia de la Figura 2. No queda claro si se está pidiendo una inyección de 1.0 p.u. durante 30 ms. Se propone mejorar la redacción del requierimiento	Se propone modificar el articulo en el sentido de la observación adjunta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
104	AES Andes S.A.	4-1	El Numeral 4. no indica el rango de salto de fase para el cual la instalación debe permanecer conectada. Se solicita señalar que dicha información será proporciona por el Coordinado	"4. Ante saltos de fase de la tensión en el Punto de Conexión al SI, en Estado Normal o Alerta, la instalación deberá continuar operando de forma estable conectada al SEN, de acuerdo a los valores limites de saltos de fase informados por el Coordinado para la instalación."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 386.
105	AES Andes S.A.	4-1	De acuerdo a conversaciones con fabricantes, entendemos que no es posible realizar la conmutación de prioridad de corriente reactiva a activa de manera dinámica durante un evento de falla. Sin embargo, si sería posible configurar la prioridad a nivel de cada genedador de turbina eólica mediante parametrización en el sistema de control, la cual puede ser activada por software de manera previa.	"3. Durante la operación en modo falla, el sistema de control de la instalación deberá tener la capacidad de conmutar entre operación con prioridad de corriente activa y operación con prioridad de corriente reactiva, según corresponda, de acuerdo a la factibilidad técnica informada por el fabricante. Por defecto, ante eventos que involucren caídas de tensión que excedan la banda de	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Factibilidad técnica informada por el fabricante".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				operación del Controlador de Tensión, la instalación deberá operar conforme el Artículo 4-5 del presente Anexo"		
106	AES Andes S.A.	4-1	El numeral 5. implica cumplir el articulo 3-6 letra j) de la NT puesta en consulta. Dicho articulo señala que se podrá degrar la fortaleza existente. Sin embargo, no indica las métricas especificas a ser cumplidas, sino que establece formulas para su futura cálculo. La NT debería dar métricas y parámetros límites concretos que no dependan de otros estudios, a fin de poder analizar los proyectos con tiempos acordes y sin riesgos de que los parámetros sobre los que se evalúa puedan verse afectados en iteraciones/actualizaciones de estudios de carácter más operativos.	Se propone modificar el articulo en el sentido de la observación adjunta, como tambien el articulo 3-6 letra j) de la NT SyCS en consulta.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".
107	AES Andes S.A.	4-3	Literal e). El tiempo de asentamiento exigido es menor al tiempo de subida, en base a las definiciones se entiende que debería ser mayor a lo definido en el literal d). Se sugiere revisar este articulo.	Se propone revisar este literal.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 869.
108	AES Andes S.A.	4-3	Literal c) Recomendamos revisar la factibilidad técnica de tener tiempos de reacción menores a 200ms. Dicho proceso involucra la toma de medidas en el POI, proceso de cálculo del PPC, transmisión de consignas a los inversores/aerogeneradores y finalmente procesamiento y acción de estos.	"c) El Tiempo de Reacción deberá ser inferior a 200 [ms] de acuerdo a la factibilidad técnica informada por el fabricante "	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Factibilidad técnica informada por el fabricante".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
109	AES Andes S.A.	4-3	d) T subida =1.000 en general es posible pero dependera de la fortaleza de la red. Estudios site specific seran necesario para asegurar cumplimiento.	d) El Tiempo de Subida deberá ser inferior a 1 [s]. El Coordinador, justificadamente, podrá instruir un tiempo mayor, sin exceder los 30 [s], de acuerdo a la factibilidad técnica informada por el fabricante	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Factibilidad técnica informada por el fabricante".
110	AES Andes S.A.	4-3	g) La sobreoscilación= 5%en general es posible pero dependera de la fortaleza de la red. Estudios site specific seran necesario para asegurar cumplimiento.	g) La sobreoscilación, definida como la diferencia entre el valor máximo de salida y el valor final estabilizado, dividida por el cambio real en la salida, expresado como porcentaje, no debe ser mayor a un 5%., de acuerdo a la factibilidad técnica informada por el fabricante	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Factibilidad técnica informada por el fabricante".
111	AES Andes S.A.	4-3	k) Es posible realizar modificaciones a nivel de los aerogeneradores (WTGs), pero estas requieren estudios previos y los ajustes resultantes son estáticos y no son ajustables en tiempo real (run-time). Además, dichos parámetros se configuran a nivel de cada aerogenerador y no punto de interconexion.	k) Incorporar un umbral de tensión configurable para la activación de la operación ante fallas, cuyo valor por defecto será de ±10% de Δ. Cuando la tensión en el Punto de Conexión al ST exceda dichos límites, el sistema de control de tensión en operación normal deberá inhabilitarse y la operación deberá operar conforme a lo establecido en el Artículo 4-5 del presente Anexo. Lo anterior de acuerdo a la factibilidad técnica informada por el fabricante	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Factibilidad técnica informada por el fabricante".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
112	AES Andes S.A.	4-3	Literal i) y j) Se agradece explicar en el articulo el requerimiento y/o en todo caso confirmar que se está solicitando en estos modos de control que la potencia reactiva entregada por el IBR GFL no debe exceder +-5% de Snom (mientras para PQ se pide 31.2% aprox. de la potencia nominal)	Se propone complementar el articulo según la observación adjunta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
113	AES Andes S.A.	4-4	Dada la recomendación de uno de los mayores fabricantes de turbinas eólicas en el mundo, se solicita señalar que el tiempo de activación no debe ser superior a 30 ms.	"a) La operación ante fallas deberá activarse automáticamente dentro de un tiempo no superior a 30 [ms] desde la detección de la condición de baja tensión."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 463.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
114	AES Andes S.A.	4-5	Se considera como situación permanente un nivel de tensión de 0,8 p.u., lo cual resulta contradictorio con lo establecido en el Artículo 5-47 NTSyCS, donde se definen los márgenes de operación permitidos para estados de emergencia, fijando límites entre 0,9 y 1,10 p.u. En la mayoría de los códigos de red internacionales, un valor de tensión de 0,8 p.u. suele ser aceptado solo de forma transitoria o en condiciones de falla, pero no como nivel admisible para operación continua.	Se solicita revisar lo señalado en este articulo en coherencia con la NTSyCS	No se acoge	La disposición observada no define niveles de operación de tensión del SEN, sino el umbral de no desconexión aplicable a las IBR GFL. Este umbral no modifica las tensiones de barra del SEN ni los márgenes de operación establecidos en el Capítulo 5 de la NTSyCS.
115	AES Andes S.A.	4-6	De acuerdo a lo informado por fabricantes de turbinas eólicas, no es posible realizar la conmutación de prioridad de corriente reactiva a activa de manera dinámica durante un evento de falla. Sin embargo, es posible configurar la prioridad a nivel de cada WTG mediante parametrización en el sistema de control, la cual puede ser activada por software de manera previa. Se propone aclarar que esto se está solicitando en tiempo real durante la falla.	"El Coordinador podrá instruir justificadamente a una IBR GFL que, en condiciones de operación ante fallas, priorice la inyección de corriente activa por sobre la inyección de corriente reactiva o viceversa, de acuerdo con los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN vigente. El Coordinador deberá comunicar la instrucción de cambio de prioridad a los Coordinados que correspondan, indicando expresamente las instalaciones involucradas, la fecha de inicio de la instrucción y las condiciones bajo las cuales se aplicará. Lo anterior,se realizará de forma previa y no durante la operación real en la falla "	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 464.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
116	AES Andes S.A.	4-7	De acuerdo a lo informado por fabricantes de turbinas eólicas, el cambio en la configuración de la banda muerta desde 200 mHz hacia un valor reducido de 30 mHz puede generar solicitudes de carga excesivas e inducir una interacción inadecuada entre el Power Plant Controller (PPC) y los aerogeneradores (WTG). Esta condición no solo podría afectar negativamente el desempeño general del sistema, sino también provocar un desgaste prematuro en diversos componentes del aerogenerador, comprometiendo su vida útil y confiabilidad operativa.	"La banda muerta deberá ser inferior a ±30 [mHz]., Lo anterior de acuerdo a la factibilidad técnica informada por el fabricante"	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Factibilidad técnica informada por el fabricante".
117	AES Andes S.A.	5-1	Numeral 7.Dada la variedad de proveedores y fabricantes se propone explicitar que es posible entregar este modelo en cualquier software.	7. El modelo deberá operar en un software de simulación especializados en análisis de transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia. El software en el cual funcionan los modelos será señalado en la guía indicada en el numeral 4 del presente artículo, y podrá ser entregado según el software del proveedor o fabricante..	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el software utilizado para los modelos EMT".
118	AES Andes S.A.	5-2	Se requiere que el Coodinador defina de manera explicita los requerimientos del modelo para evaluación de armónicos de forma previa para que el proveedor o fabricante puedan considerarlo en el modelo EMT.	7. El proveedor o fabricante del convertidor deberá especificar si el modelo EMT suministrado es adecuado para estudios de impacto armónico. En caso contrario, deberá proporcionar un modelo adecuado para dichos estudios. Para lo anterior el Coordinador deberá definir los requerimientos del modelo para evaluación de armónicos de forma previa.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 467.
119	AES Andes S.A.	6-2	Según información de fabricante de turbinas eólicas, el tiempo de subida es el unico parametro posible a modificar por software. Se propone modificar el articulo. Por ejemplo El "Tiempo de respuesta" generalmente no es un parámetro configurable para los inversores durante la operación en tiempo real. Se propone condicionar el articulo a factibilidad	Las IBR deberán contar con la capacidad de ajustar sus parámetros control a través de software, en función de las condiciones del sistema eléctrico o de nuevos requerimientos normativos. Deben ser ajustables en los siguientes parámetros: 1. Estatismo Permanente del Controlador	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Factibilidad técnica informada por el fabricante".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			informada por el fabricante, e indicar rangos posibles de configuración.	Frecuencia/Potencia y el Controlador de Tensión. 2. Tiempos de Respuesta. 3. Ajustes de banda muerta. Cualquier modificación en los parámetros de control deberá contar con la autorización previa del Coordinador antes de su implementación y estar en concordancia con las características técnicas de la instalación. Lo anterior segun factitibilida técnica demostrada por el fabricante.		
120	AES Andes S.A.	7-1	Numeral 21. Se solicita explicitar el cálculo del factor mencionado (z) ya que no queda claro.	Se propone complementar el articulo según la observación adjunta.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 468.
121	AES Andes S.A.	7-1	Los proveedores de inversores comerciales generalmente no proporcionan un diagrama de Nichols para mostrar sus márgenes de ganancia y fase. Tanto los puntos 1) como 2) deberán trazarse a partir de un escaneo o estudio de impedancia de frecuencia (ya sea con hardware real o EMT) y serán un paso adicional para el propietario y el proveedor del inversor. Como alternativa sugiere que la NT defina explicitametne en que condiciones operativas especificas debe generarse este diagrama, considerando que es una representacion lineal de un sistema de control con no linealidades relevantes (despacho, nivel de señal inyectada, rangos de frecuencia, sobre modelo o hardware, etc.)	2". Diagrama de Nichol, el que podrá ser entregado por el proveedor o alternativamente generarse este diagrama, considerando que es una representacion lineal de un sistema de control con no linealidades relevantes (despacho, nivel de señal inyectada, rangos de frecuencia, sobre modelo o hardware, etc.)	No se acoge	El artículo observado exige la entrega del diagrama de Nichols dentro de la información técnica que debe proporcionar el propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, la instalación. No específica el método de obtención ni las condiciones operativas específicas para su generación.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
156	Global Power Generation Chile SpA	8-3	Precisar la incapacidad de dar cumplimiento a los requisitos por parte de los propietarios de plantas IBR GFL.	Reemplazar el ultima parrafo del articulo por el siguiente "En el caso de las instalaciones que técnicamente o economicamente no puedan cumplir con los requisitos antes señalados, los titulares tienen la obligación de notificar esta situación al Coordinador en un plazo máximo de tres meses a partir de la publicación del presente Anexo, justificando la imposibilidad técnica de dar cumplimiento a lo antes señalado a través de un informe técnico. El Coordinador, en un plazo máximo de tres meses, deberá analizar las razones técnicas expuestas en el informe técnico y comunicar a la Comisión el análisis técnico realizado. La Comisión emitirá una resolución pronunciándose sobre aquellas instalaciones que técnicamente no puedan cumplir con algunas de las disposiciones establecidas en el presente Anexo."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
162	Enel Generación Chile S.A.	1-3	Literal 10 Puesto que la abreviatura (z): "Factor Equivalente de Amortiguamiento" se emplea únicamente una vez en el Anexto Técnico, se propone su elminación del artículo 1-3	Suprimir la abreviatura (z) : Factor Equivalente de Amortiguamiento	Se acoge	
163	Enel Generación Chile S.A.	7-1	Literal 21 Conforme a la observación anterior, se propone reemplazar el literal 21 "(z)" por "21. Factor Equivalente de Amortiguamiento."	21. Factor Equivalente de Amortiguamiento.	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
164	Enel Generación Chile S.A.	3-1	Literal 3 No es claro si la energía de un IBR GFM puede estar disponbible en un tiempo instantáneo menos a 5 milisegundos. Adicionalmente, resulta pertinente aclarar el mecanismo de verificación de la disponibilidad de energía en un tiempo inferior a 5 milisegundos. Asimismo, se solicita precisar si existen evidencias técnicas que respalden el cumplimiento de esta exigencia mediante IBR GRM en su punto de conexión. Cabe señalar que, al menos desde una perspectiva teórica, la disponibilidad instantánea no sería factible, dado que se requiere la medición de tensiones y corrientes para generar los pulsos de control de los IBR. Tendiendo presente lo antes descrito, se propone dejar inicialmente que se considerará un tiempo instantáneo menor a 20 milisegundos en esta primer versión del AT IBR.	3. Por diseño, la energía debe estar disponible de forma instantánea para el SEN, sin que se vea retrasada por algoritmos de control en el lado de corriente continua. Para efectos del presente Título, **se considerará instantáneo un tiempo menor a 20 milisegundos**.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM".
165	Enel Generación Chile S.A.	8-3	Se propone adicionar una disposición transitoria que establezca que, dentro de un plazo determinado, la CNE deberá ratificar el tiempo mínimo instantáneo en que la energía proveniente de un IBR GFM deberá estar disponible, conforme a la experiencia técnica real observada en la operación de dichos equipos.	**Dentro de los próximos 24 siguientes a la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba el Anexo Técnico de IBR, la Comisión Nacional de Energía deberá ratificar el tiempo mínimo instantáneo en que la energía proveniente de un IBR GFM deberá estar disponible.**	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM".
166	Enel Generación Chile S.A.	3-1	Literal 4 Se propone adicionar la siguiente frase para garantizar la seguridad de los IBR GFM. Adicionalmente, se propone eliminar la posibilidad de entregar un respuesta asimétrica.	4. Responder de manera simétrica ante eventos del SEN**, operando de forma estable en sus márgenes operacionales que garantizan la seguridad del equipo**.	Se acoge parcialmente	Se modifica el literal señalado, incorporando una definición explícita de lo que se entiende por “respuesta simétrica” y precisando las condiciones en que se admite una respuesta no equivalente.
167	Enel Generación Chile S.A.	3-1	Literal 12 La exigencia planteada resulta demasiado general, ya que no se especifican los parámetros ni los estándares que deben cumplirse. Se sugiere definir con mayor precisión aspectos como la magnitud de la	Proporcionar corriente de secuencia negativa, resguardando los límites técnicos de la instalación, **conforme a los siguientes parámetros:**	No se acoge	El artículo señalado tiene por objeto establecer exigencias generales aplicables a las IBR GFM.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			corriente en función de la corriente nominal, el tiempo de inyección, los criterios de reposición post falla, entre otros. Esta información permitirá a los desarrolladores contar con una referencia clara respecto de los estándares mínimos exigidos.			
168	Enel Generación Chile S.A.	3-2	Literal 2 La definición "El FIV del convertidor debe mantenerse constante en periodos transitorios, sin exceder los límites técnicos de la instalación" resulta conceptualmente confusa. Si la la tensión interna se mantiene constante, no sería posible implementar un control de tensión ni contribuir al amortiguamiento del sistema, tal y como se establece en el artículo 3-1. Se sugiere revisar esta definición para asegurar coherencia con los objetivos funcionales del convertidor en condiciones transitorias.	Aclarar	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
169	Enel Generación Chile S.A.	3-4	Literal 4 La exigencia relativa a los IBR GFM queda supeditada a la disponibilidad del recurso primario. Sin embargo, las funcionalidades asociadas a los IBR GFM pueden ser gestionadas mediante sistemas de almacenamiento de energía. En virtud de lo anterior, se sugiere que dicha exigencia se aplica exclusivamente a los sistemas de almacenamieto, excluyendo otros tipos de equipamiento IBR que no cuenten con capacidad de gestión autónoma del recurso energético.	4. El funcionamiento del controlador podrá estar limitado por la disponibilidad del recurso primario **siempre que se cuente con una componente de almacenamiento.**	No se acoge	Las funcionalidades intrínsecas de una IBR GFM necesitan de una fuente de recurso primario para poder entregar una respuesta instantánea, dentro de estas, se reconocen otras adicionales a los Sistemas de Almacenamiento de Energía.
170	Enel Generación Chile S.A.	3-4	Párrafo final Se propone agregar la siguiente frase al final del último párrafo: "Las modificaciones en los parámetros deberán ser validadas utilizando los modelos matemáticos previamente entregados por los Coordinados, y no deberán requerir una realización de una nueva jornada de ensayos para verificar el desempeño de la planta". Lo anterior, con el fin de evitar	.... Los parámetros señalados podrán ser ajustados por instrucción del Coordinador, la cual deberá estar justificada en estudios o análisis de la operación del SEN, sin exceder las limitaciones técnicas de la instalación. **Las modificaciones en los parámetros deberán ser validadas utilizando los modelos matemáticos previamente entregados por los**	No se acoge	La redacción actual del artículo observado ya exige que toda instrucción que emane del Coordinador, respecto del ajuste de parámetros de las IBR GFM, deberá ser justificado en estudios o análisis de operación del SEN, sin exceder las limitaciones técnicas de la instalación.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			solicitudes que excedan la factibilidad técnica de cada IBR GFM.	**Coordinados, y no deberán requerir una realización de una nueva jornada de ensayos para verificar el desempeño de la planta.**		
171	Enel Generación Chile S.A.	3-5	Numeral 1, Literal a. La respuesta mediante inercia sintética no puede considerarse instantánea, dado que requiere la medición de tensiones y corrientes para generar los pulsos de control en los IBR. En este contexto, se solicita aclarar a qué se refiere específicamente el concepto de 'respuesta instantánea', considerando las limitaciones físicas y de procesamiento inherentes a este tipo de tecnología.	Definición de "respuesta instantánea". Propuesta: para efectos del presente Título, se considerará instantáneo un tiempo menor a 20 milisegundos.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM".
172	Enel Generación Chile S.A.	3-5	Numeral 2, Literal ii. La capacidad de sobrecarga de los IBR es limitada tanto en magnitud como en duración. En este sentido, sería pertinente incorporar en la norma un tiempo de referencia que permita considerar dicha capacidad en el diseño y evaluación de las exigencias técnicas. Esto facilitaría una aplicación más realista y efectiva de los requerimientos, considerando las capacidades operativas reales de los equipos. Se propone dejar un mínimo de un 5% de sobrecarga de los IBR, porcentaje que puede ser perfeccionado por la CNE conforme a los análisis que disponga.	.... **Se entiende por sobrecarga de los IBR contar con al menos un 5% tanto en magnitud como duración para cumplir con la exigencia establecida**.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".
173	Enel Generación Chile S.A.	3-5	Numeral 2, Literal iii. Este punto queda sujeto a interpretación, ya que no se especifica qué porcentaje de sobredimensionamiento es suficiente para cumplir con la exigencia de respuesta inercial. En caso de requerirse una contribución adicional mediante inercia sintética, esta debe ser claramente establecida en la normativa, sobre la base de requerimientos técnicos del	.... **Se entiende por sobredimensionamiento contar con al menos un 5% adicional de capacidad para cumplir con la exigencia de respuesta inercial**.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			sistema. Se propone dejar un mínimo de un 5% de sobredimensionamiento, porcentaje que puede perfeccionado por la CNE conforme a los análisis que disponga.			
174	Enel Generación Chile S.A.	3-7	Literal 1 Desde el punto de vista conceptual, no resulta correcto exigir que entregar potencia activa de amortiguamiento frente a oscilaciones del sistema, puesto que las frecuencias mencionadas corresponden a fenómenos electromecánicos y no a componentes subsíncronas. Se sugiere revisar esta exigencia para asegurar su coherencia con la naturaleza física de las oscilaciones y las capacidades reales de respuesta de los IBR	Las IBR GFM deberán proveer un Amortiguamiento de Oscilaciones **Electromecánicas y** Subsíncronas a las oscilaciones indeseadas del SEN, resguardando las siguientes características: ……	No se acoge	Las oscilaciones subsíncronas se refieren a aquellas oscilaciones que se presentan a frecuencias inferiores a la nominal del SI, las cuales abarcan las oscilaciones electromecánicas que se presentan en un sistema eléctrico de potencia.
175	Enel Generación Chile S.A.	3-9	Se interpreta que para los IBR GFM no es una exigencia mínima contar con capacidad de operar en isla eléctrica. Sugerimos ser más enfáticos y dejar explicito que no se trata de una exigencia mínima.	Una IBR GFM **que cuente** con capacidad de operar en Isla Eléctrica, deberá cumplir con las siguientes exigencias: …..	No se acoge	Las IBR GFM deberán ser capaces de operar en una Isla Eléctrica. En particular, esta exigencia no se debe entender como la capacidad de formar una isla eléctrica, si no que, en situaciones donde se forme una isla eléctrica dada una perturbación en el SI, la IBR GFM deberá ser capaz de mantenerse operando de manera estable (en Estado de Emergencia) en una Isla Eléctrica, cuando corresponda.
176	Enel Generación Chile S.A.	3-9	Literal 3 Se propone mejorar la siguiente redacción: "Funcionar de manera estable ante fallas o perturbaciones en la Isla Eléctrica, siempre que estas no activen los sistemas de protección que desconecten la instalación del SI", dado que, al encontrarse operando en condición de isla, la instalación ya está desconectada del Sistema Interconectado (SI). Por lo tanto, se sugiere reformular el texto para evitar ambigüedades y asegurar precisión conceptual.	3. Funcionar de manera estable ante fallas o perturbaciones en la Isla Eléctrica, siempre que estas no activen los sistemas de protección que desconecten la instalación **de la Isla Eléctrica**. Lo anterior, cuando la instalación cuente con suficiente energía almacenada o recurso primario disponible.	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
177	Enel Generación Chile S.A.	3-10	Se interpreta que para los IBR GFM no es una exigencia mínima contar con capacidad de partida autónoma. Sugerimos ser más enfáticos y dejar explicito que no se trata de una exigencia mínima.	**Una** IBR GFM **que cuente** con capacidad de Partida Autónoma, deberá cumplir con las siguientes exigencias: …..	Se acoge	
178	Enel Generación Chile S.A.	3-10	Literal 3 Esta exigencia no puede aplicarse de manera generalizada, ya que su viabilidad depende de la capacidad del convertidor y de la potencia nominal del transformador. En particular, resulta técnicamente inviable energizar un transformador de gran capacidad utilizando un IBR GFM cuya potencia sea significativamente menor. Se sugiere revisar esta exigencia y establecer criterios técnicos diferenciados según las características de los equipos involucrados.	3. Suministrar corrientes de entrada adecuadas para la energización el arranque de motores auxiliares de unidades generadoras sincrónicas, entre otros.	No se acoge	En la actualidad, distintos proveedores de servicio de partida autónoma o *blackstart* de las IBR GFM han señalado que utilizan estrategias de control para la energización de transformadores, considerando sus corrientes de *inrush*. Asimismo, para energizar un subsistema del SEN es necesario energizar todas las instalaciones que lo comprometen, incluyendo transformadores de poder, si corresponde.
179	Enel Generación Chile S.A.	4-1	Literal 5 Se propone eliminar el literal 5, dado que el control primario de frecuencia es una funcionalidad que corresponde al Power Plant Controller (PPC) y no a los IBR. Por lo tanto, atribuir esta responsabilidad directamente a los IBR resulta técnicamente incorrecto.	Suprimir literal 5.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".
180	Enel Generación Chile S.A.	4-2	Se propone modificar el artículo, considerando que el controlador de tensión generalmente se encuentra implementado en el Power Plant Controller (PPC) y no a nivel inversor. Varios fabricantes han señalado que sus inversores tipo *string inverter* no cuentan con control de tensión a nivel de equipo (inversor).Por lo tanto, se sugiere incorporar al PPC como el elemento responsable del control centralizado de tensión, con el fin de reflejar adecuadamente la arquitectura funcional de las instalaciones.	El controlador de tensión se encuentra implementado en el Power Plant Controller (PPC)	No se acoge	Se solicita revisar las respuestas a las observaciones ID 547, 549 y 550.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
181	Enel Generación Chile S.A.	4-3	Literal k) Se propone modificar la redacción	Cuando la tensión en el Punto de Conexión al ST exceda dichos límites, el sistema de control de tensión en **operación normal deberá inhabilitarse y deberá operar co**nforme a lo establecido en el Artículo 4-5 del presente Anexo.	Se acoge parcialmente	Se modifica la redacción del artículo en atención a lo observado por el agente.
182	Enel Generación Chile S.A.	4-8	Respecto de los requerimientos de sobredimensionamiento aplicables a plantas IBR tipo GFM, se indica que estos podrían implicar costos adicionales. Sin embargo, no se especifica si dichos costos serán remunerados al propietario de la planta. Por lo tanto, se solicita que se explicite que los costos adicionales asociados al sobredimensionamiento en proyectos IBR GFM serán reconocidos y remunerados, por ejemplo, a través de mecanismos establecidos en los Servicios Complementarios de Control de la Seguridad (SSCC) u otros instrumentos similares. Lo anterior se considera relevante, dado que es fundamental contar con incentivos adecuados que permitan a las empresas coordinadas asumir los sobrecostos derivados del cumplimiento de estos requerimientos técnicos.	Conversión a una IBR GFM	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Nuevos SSCC asociados a la Robustez del SI".
183	Enel Generación Chile S.A.	5-1	No se hace referencia a los modelos RMS, los cuales actualmente están representados como fuentes de corriente. Sin embargo, dependiendo del nivel de SCR, estos modelos deberían ajustarse, ya que podrían generar distorsiones significativas en las simulaciones si se mantienen las representaciones actualmente en uso. En este contexto, se deja de validar el modelo RMS como herramienta exclusiva de evaluación, trasladando dicha responsabilidad a los modelos EMT. No obstante, es posible que ciertas instalaciones, como parques eólicos, no requieran este nivel de modelación. Por lo tanto, se sugiere exigir	Aclarar	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			la entrega de modelos matemáticos en ambos formatos (RMS y EMT), permitiendo una evaluación más precisa y adecuada a las características de cada instalación.			
184	Enel Generación Chile S.A.	5-1	Literal 7 Sugerimos corregir lo indicado en rojo. No se logra entender.	Literal 7 El modelo deberá operar en un software de simulación especializados en análisis de transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia. El software en el cual funcionan los modelos serán señalados en la guía indicada en el numeral 4 del presente artículo.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 340.
185	Enel Generación Chile S.A.	6-1	Segundo párrafo No queda claramente especificado si se requiere una resolución temporal de 10 ms para el registros de las variables mencionadas, o si por el contrario, debe generarse un registro cada 10 ms durante el período en que se presente una desviación. Se sugiere mejorar la redacción de este punto, con el fin de permitir una interpretación precisa y uniforme de la exigencia	Aclarar	Se acoge parcialmente	Se precisa la redacción del artículo en cuestión de acuerdo con lo indicado por el observante.
186	Enel Generación Chile S.A.	6-1	Literal 3 En este punto se indica una resolución de 10 microsegundos, mientras que en el punto anterior se menciona una resolución de 10 milisegundos. Se solicita aclarar la diferencia.	3. Registro del ángulo de salto de fase de la red, mediante un algoritmo designado por el Coordinador, o un método que registre el período de cada medio ciclo con una resolución de 10 **milisegundos**.	No se acoge	La resolución del registro del ángulo de fase de la red se basa en que, con una frecuencia de 50 Hz, cada variación en 1 grado ocurre cada 55.55 microsegundos, al tener una tasa de muestreo de 10 microsegundos, se hacen 5 muestreos por cada grado que puede cambiar la onda, permitiendo tener una tasa de muestreo adecuada de los posibles saltos de fase.
187	Enel Generación Chile S.A.	8-3	Se solicita ampliar el plazo establecido en el último párrafo a seis meses a partir de la publicación del presente Anexo, considerando que la elaboración del informe técnico requiere contacto con proveedores, o en su defecto, la realización de levantamientos de información y estudios específicos, los cuales pueden demandar un período superior a tres meses.	..... En el caso de las instalaciones que técnicamente no puedan cumplir con los requisitos antes señalados, los titulares tienen la obligación de notificar esta situación al Coordinador **en un plazo máximo de seis meses a partir de la publicación del presente Anexo**, justificando la imposibilidad técnica de dar cumplimiento a lo antes señalado a través de un informe técnico. El Coordinador, en un	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				plazo máximo de tres meses, deberá analizar las razones técnicas expuestas en el informe técnico y comunicar a la Comisión el análisis técnico realizado. La Comisión emitirá una resolución.		
199	Innergex Energía Renovable SpA	8-3	Se observa que un porcentaje significativo de proyectos actualmente conectados al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) o en construcción podrían enfrentar limitaciones técnicas y económicas para realizar las reconversiones exigidas en el Artículo 8-3 del Anexo Técnico. Estas reconversiones, que implican modificaciones en el software o hardware de los sistemas de control vinculados a los convertidores, pueden no ser viables en ciertos casos debido a: Restricciones de diseño original de las instalaciones. Incompatibilidades con tecnologías existentes. Costos elevados de implementación. Impactos operacionales no previstos.	Agregar en el artículo 8-3 lo siguiente: "Junto con la publicación del presente anexo en el diario oficial, la Comisión o el Coordinador Eléctrico Nacional deben publicar un documento en el cual se indiquen los criterios técnicos, documentales y procedimientos de evaluación por parte del Coordinador y la Comisión, bajo los cuales se podrá justificar la eximición parcial o total de las exigencias indicadas en el presente anexo. Lo anterior permitirá asegurar un tratamiento justo y transparente para todos los titulares, evitar decisiones discrecionales o inconsistentes, facilitar la planificación de adecuaciones realistas y eficientes."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
200	Innergex Energía Renovable SpA	General	Los requerimientos del Título 4 del Anexo Técnico para inversores GFL son exigentes y muchos proyectos existentes no fueron diseñados para cumplirlos. Esto genera dificultades técnicas y económicas que podrían afectar su operación y permanencia en el sistema.	Establecer un régimen transitorio que permita: Eximición parcial o total para instalaciones con limitaciones justificadas. Un procedimiento formal de evaluación técnica con criterios claros y plazos definidos.	No se acoge	Lo solicitado se encuentra normado en el artículo transitorio "Exigencias para las IBR GFL existentes".
207	Tamakaya Energía SpA	3-11	Este artículo señala que: "Los Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA que se encuentren conectados al SEN, deberán ser IBR GFM o, en su defecto, poder actualizarse para incorporar dicha característica de acuerdo con el Artículo 4-8 del presente Anexo." Al respecto, es posible que hayan equipos GFL conectados al SI que no tengan la capacidad de actualizarse y realizar su conversión a GFM.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
208	Tamakaya Energía SpA	8-2	Este artículo señala que: "Las instalaciones existentes deberán entregar los modelos EMT a los que hace referencia el Artículo 5-1 del presente Anexo. (...)" Al respecto, ¿en qué software se deben implementar estos modelos EMT? Es importante definir un software para la presentación de los modelos EMT, o en su defecto, estandarizar el formato de los modelos que se les solicita a los OEM's.	Las instalaciones existentes deberán entregar los modelos EMT a los que hace referencia el Artículo 5-1 del presente Anexo, implementados en el software que defina el Coordinador Eléctrico Nacional o, en su defecto, en un formato estandarizado que permita su integración directa en los estudios requeridos. (...)	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el software utilizado para los modelos EMT".
226	Tesla	1-4	***Tiempo de Establecimiento: Intervalo de tiempo que transcurre desde que el Controlador de Frecuencia/Potencia o el Controlador de Voltaje detecta una desviación en la señal de entrada, hasta que la señal de salida correspondiente entra y permanece dentro de la Banda de Establecimiento.*** **Comentario:** Aclarar el Punto de Interconexión como el inicio/fin de los períodos de tiempo definidos**.**	Intervalo de tiempo que transcurre desde que el Controlador de Frecuencia/Potencia o el Controlador de Voltaje detecta una desviación en la señal de entrada, hasta que la señal de salida correspondiente, **medida en el Punto de Interconexión**, entra y permanece dentro de la Banda de Establecimiento.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 29.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
227	Tesla	1-4	***Tiempo de Reacción: Intervalo de tiempo que transcurre entre la ocurrencia de un cambio en la señal de entrada y el instante en el que el Controlador de Frecuencia/Potencia o el Controlador de Voltaje inicia su respuesta mediante un cambio en la señal de salida correspondiente.*** **Comentario:** Aclarar el Punto de Interconexión como el inicio/fin de los períodos de tiempo definidos.	Intervalo de tiempo que transcurre **desde que el Controlador de Frecuencia/Potencia o el Controlador de Voltaje detecta una desviación en la señal de entrada** y cuando el Controlador de Frecuencia/Potencia o el Controlador de Voltaje inicia su respuesta mediante un cambio en la señal de salida correspondiente**, medida en el Punto de Interconexión.**	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 29.
228	Tesla	1-4	***Tiempo de Subida: Intervalo de tiempo requerido por el Controlador de Frecuencia/Potencia o el Controlador de Voltaje de un IBR, de manera que, cuando cambia la señal de entrada, la señal de salida correspondiente alcance el 90% de su valor final.*** **Comentario:** Aclarar el Punto de Interconexión como el inicio/fin de los períodos de tiempo definidos.	Intervalo de tiempo que transcurre **desde que el Controlador de Frecuencia/Potencia o el Controlador de Voltaje detecta una desviación en la señal de entrada** y cuando el Controlador de Frecuencia/Potencia o el Controlador de Voltaje inicia su respuesta mediante un cambio en la señal de salida correspondiente**, medida en el Punto de Interconexión,** alcanzando el 90% de su valor final.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 29.
229	Tesla	3-1	El Artículo 3 del Anexo a veces cambia entre la respuesta a nivel de inversor y la respuesta a nivel del Punto de Interconexión del sitio.	Todos los requisitos de GFM en el Artículo 3 deben especificar claramente el punto de medición aplicable, ya sea a nivel de inversor o en el Punto de Interconexión a nivel de sitio. P**ara configuraciones y respuestas activadas (por ejemplo, control de banda muerta, tiempo de reacción, control parametrizado de respuesta), estas deben aplicarse a nivel del Punto de Interconexión, y no a la respuesta GFM a nivel de inversor.** También debe quedar claro cómo aplican los requisitos de respuesta en el Punto de Interconexión para sistemas colocalizados (BESS + PV). **¿Se consideran estos Activos Híbridos (donde BESS + PV se consideran un solo recurso) o se operan como activos separados, cada uno detrás de un punto de**	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre las exigencias a las IBR GFM a nivel de planta o nivel de convertidor".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				medición independiente aguas abajo del Punto de Interconexión?		
230	Tesla	3-1	***2. La potencia aparente suministrada al sistema eléctrico debe ser directamente proporcional a la diferencia entre el fasor de su FIV y el fasor de la tensión en el Punto de Conexión al SI.*** **Comentario:** Existen 3 modelos genéricos de Grid Forming del WECC (A1, B1, C1), y no todos funcionan de esta manera. Es importante no excluir soluciones de Grid Forming al prescribir que la potencia (activa, reactiva, aparente) debe provenir únicamente a través de la fuente de tensión.	Por favor referirse a la definición de Controles GFM según el documento técnico ("white paper") de NERC para definir la respuesta GFM basada en criterios de fasor de voltaje: **"Los IBR GFM deben mantener un fasor de voltaje interno constante o casi constante en el marco temporal subtransitorio a transitorio. El fasor de voltaje debe controlarse para mantener el sincronismo con otros dispositivos en la red y también debe regular la potencia activa y reactiva de forma adecuada para soportar la red."** https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/White_Paper_GFM_Functional_Specification.pdf	Se acoge parcialmente	Se modifica la redacción del artículo considerando lo señalado por el observante.
231	Tesla	3-1	***9. En condiciones normales, permanecer sincronizado con el SEN, manteniendo un ángulo de carga dentro del rango de 0 a 90 grados.*** **Comentario:** ¿Cuál es la razón detrás de establecer un requisito sobre el ángulo de carga? Típicamente, los requisitos imponen estabilidad ante un salto en el ángulo de fase, no en el ángulo de carga.	**Se propone eliminar este requisito,** ya que las operaciones durante variaciones de ángulo de carga no son aplicables. Los requisitos de respuesta y operación estable durante variaciones de ángulo de fase ya están incluidos en el Artículo 3-6.	Se acoge	
232	Tesla	3-1	***10. Proporcionar amortiguamiento positivo a las oscilaciones indeseadas de potencia en el SI.*** **Comentario:** Por favor, aclaren el rango de frecuencia en el cual se espera el amortiguamiento positivo.	Se propone ser muy claro sobre el rango de frecuencia específico para amortiguamiento positivo y sobre la forma de medirlo.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
233	Tesla	3-2	***Controlador de Tensión. El Controlador de Tensión de una IBR GFM deberá ser autónomo, permitiéndole mantener la tensión dentro de los límites permitidos correspondientes, de acuerdo con lo establecido en la NTSyCS, sin requerir el apoyo de otras unidades generadoras sincrónicas u otras IBR GFM.*** **Comentario:** Por favor, aclarar dónde se consideran los límites permitidos: ¿en los terminales del inversor o a nivel del sitio en el Punto de Interconexión? Para mayor claridad se solicita incorporar que los límites permitidos se exigirán en el Punto de Conexión.	*El Controlador de Tensión de un IBR GFM debe ser autónomo, permitiéndole mantener la tensión dentro de los límites permitidos correspondientes en* ***el Punto de Interconexión****, conforme a lo dispuesto en la NTSyCS, sin requerir el soporte de otras máquinas síncronas u otros IBR GFM. El controlador de voltaje de la instalación debe cumplir, como mínimo, con los siguientes requisitos.*	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre las exigencias a las IBR GFM a nivel de planta o nivel de convertidor".
234	Tesla	3-2	***2. El FIV del convertidor debe mantenerse constante en periodos transitorios, sin exceder los límites técnicos de la instalación.*** **Comentario:** ¿Qué se entiende por periodos transitorios? Por favor, definan estos términos en el glosario.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
235	Tesla	3-2	***3. El control de tensión no deberá intervenir con el control de inyección rápida de corriente, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-8 del presente AT.*** **Comentario:** Favor de aclarar cómo la inyección de corriente reactiva podría diferir del control de tensión en modo grid forming. El control de tensión y la respuesta de inyección de corriente reactiva son lo mismo para los IBR GFM, no hay interveción.	**Se recomienda eliminar los requisitos de inyección rápida de corriente del Artículo 3-8.** Los IBR GFM proporcionan una respuesta natural de máquina ante perturbaciones de voltaje mediante la inyección de corriente reactiva.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre las exigencias a las IBR GFM a nivel de planta o nivel de convertidor".
236	Tesla	3-3	***Los parámetros del Controlador de Voltaje deberán ser ajustables al menos en las siguientes configuraciones:*** ***i. Diagrama PQ*** ***ii. Los parámetros del control de inyección rápida de corriente*** ***iii. Tiempos de reacción***	*Los parámetros del Controlador de Voltaje* ***para el control de voltaje en el Punto de Interconexión*** *deberán ser ajustables en al menos las siguientes configuraciones.* *Los parámetros indicados podrán ser ajustados por instrucción justificada del Coordinador, sin*	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre las exigencias a las IBR GFM a nivel de planta o nivel de convertidor".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			iv. Banda muerta del control **Comentario:** ¿Esta sección aplica al control de Grid Forming? Esto parece aplicable a los IBR en modo de Seguimiento de Red (Grid Following). Para configuraciones y respuestas activadas (por ejemplo, control de banda muerta, tiempo de reacción, control parametrizado de respuesta), estas deben aplicarse a nivel del Punto de Interconexión, y no a la respuesta GFM a nivel de inversor.	*exceder las limitaciones técnicas de la instalación* ***en el Punto de Interconexión.***		
237	Tesla	3-4	***El Controlador de Frecuencia/Potencia de un IBR GFM debe ser autónomo, permitiéndole operar dentro de los rangos de frecuencia establecidos en la NTSyCS, sin requerir el apoyo de otras máquinas síncronas u otros IBR GFM. También debe ser capaz de responder tanto a variaciones internas como externas en la instalación, siendo estas últimas originadas en el Punto de Conexión al SI.*** **Comentario**: ¿Qué se entiende por variaciones internas de frecuencia? Se propone eliminar la palabra "internas".	*El Controlador de Frecuencia/Potencia de un IBR GFM debe ser autónomo, permitiéndole operar dentro de los rangos de frecuencia establecidos en la NTSyCS, sin requerir el soporte de otras máquinas síncronas u otros IBR GFM. También debe poder responder a* ***variaciones externas*** *en la instalación, originadas desde el Punto de Conexión al SI.*	Se acoge parcialmente	Se modifica la redacción del artículo considerando lo señalado por el observante.
238	Tesla	3-4	***1. El Estatismo Permanente del controlador deberá ser ajustable dentro del rango de 2% a 5%. Su valor por defecto será de 5%.*** **Comentario**: ¿El control de caída de frecuencia (Frequency Droop) es el mismo que la respuesta de Estatismo Permanente? Si es así, se propone aclarar que este requisito aplica a nivel de sitio en el Punto de Interconexión. Para configuraciones y respuestas activadas (por ejemplo, control de banda muerta, tiempo de reacción, control parametrizado de respuesta), estas deben aplicarse a nivel del Punto de Interconexión, y no a la respuesta GFM a nivel de inversor.	*1. El Estatismo Permanente del controlador* ***en el Punto de Interconexión*** *deberá ser ajustable dentro del rango de 2% a 5%. Su valor por defecto será 5%.*	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre las exigencias a las IBR GFM a nivel de planta o nivel de convertidor".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
239	Tesla	3-4	***4. El funcionamiento del controlador podrá verse limitado por la disponibilidad del recurso primario.*** **Comentario**: ¿Qué es el recurso primario? ¿Cómo aplica esto a sistemas BESS?		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
240	Tesla	3-5	***Para este propósito, la instalación deberá contar con un margen de seguridad adecuado, que se puede garantizar mediante diversas estrategias, incluyendo:*** ***i. Mantener un margen de seguridad entre la potencia despachada y la capacidad máxima de la planta.*** ***ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores.*** ***iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores mayor que la requerida para la potencia nominal de salida.*** **Comentario:** ¿Qué es el margen de seguridad y en qué unidades se expresa? ¿Cuál es la inercia requerida para el sistema? La inercia mínima y la reserva necesarias para la respuesta inercial son importantes para las consideraciones de dimensionamiento del equipo. La capacidad de sobrecorriente inherente de los IBR (~1,2 pu durante 10 s) podría ser suficiente para evitar el sobredimensionamiento. El sobredimensionamiento depende de las necesidades de inercia del sistema.	**Se propone ser claro sobre los requisitos de márgenes de seguridad con métricas cuantificables.**	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".
241	Tesla	3-6	***2. El ángulo máximo de desfase debe permitir una respuesta lineal y controlada sin activar funciones de limitación de corriente, considerando un ángulo de referencia cercano a cero grados, que será el punto normal de operación en estado estable. Este ángulo no podrá ser inferior a 30 grados.*** **Comentario:** ¿La potencia inicial es 0, junto	**Se propone especificar claramente las condiciones iniciales (ángulo inicial, potencia inicial) y el punto aplicable para cumplir con este requisito (nivel inversor o nivel Punto de Interconexión de sitio).**	No se acoge	Sobre las exigencias a las IBR GFM a nivel de planta o nivel de convertidor

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			con el ángulo inicial en el inversor cercano a 0, antes del salto de ángulo de fase? ¿Esto aplica en las terminales del inversor o a nivel de sitio en el Punto de Interconexión?			
242	Tesla	3-7	***1. Entregar Potencia de Amortiguamiento activa contra oscilaciones de la red entre 0,05 Hz y 1 Hz de pico a pico.*** **Comentario:** Favor de aclarar qué se entiende por “activa”. ¿Se refiere a amortiguamiento basado en mediciones?		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
243	Tesla	3-8	***Los IBR GFM deben suministrar corriente reactiva de manera instantánea cuando el voltaje, en el Punto de Conexión al SI, caiga por debajo del 90% de su valor nominal, de acuerdo con los siguientes requisitos:*** ***En caso de una falla balanceada, la instalación debe inyectar al menos su corriente reactiva nominal máxima cuando el voltaje en el Punto de Conexión al SI sea cero.*** ***Sin excepción, cada IBR GFM debe inyectar una corriente reactiva mayor que la suministrada antes de la contingencia y, además, esta debe aumentar progresivamente si el voltaje, en el Punto de Conexión al SI, cae por debajo de 0,9 pu.*** ***En caso de caídas de tensión en el rango menor a 0,9 pu y mayor que 0, la inyección de corriente debe ajustarse según la Figura 1, en los tiempos indicados en la Figura 2.*** ***En caso de fallas asimétricas, el IBR GFM debe inyectar corrientes asimétricas, incluyendo componentes de secuencia negativa, para mantener un voltaje balanceado en el Punto de Conexión al SI.*** **Comentario:** Los parámetros ajustables descritos aquí (respuesta activada por voltaje de 0,9 pu) son típicos de un sistema GFL. El GFM proporciona una respuesta natural de máquina (como una máquina síncrona) a perturbaciones de voltaje mediante la inyección de corriente reactiva.	**Se recomienda eliminar los requisitos de inyección rápida de corriente del Artículo 3-8.** Los IBR GFM proporcionan una respuesta natural de máquina ante perturbaciones de voltaje mediante la inyección de corriente reactiva.	Se acoge parcialmente	Se modifica el artículo que regula la inyección rápida de corriente, especificando que las IBR GFM deberán aportar corriente de manera tal que se opongan al cambio de tensión.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
244	Tesla	3-8	***En casos debidamente justificados, en reemplazo de los voltajes nominales mencionados en este artículo, podrán considerarse los Voltajes de Servicio para las diferentes barras del Sistema, según corresponda.*** **Comentario:** Favor de aclarar qué se entiende por Voltajes de Servicio.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
245	Tesla	3-9	***El IBR GFM que cuente con una Parte Autónoma deberá cumplir con los siguientes requisitos, según corresponda:*** ***…*** ***2. Contar con suficiente energía almacenada o una fuente de energía alternativa para alimentar todos los sistemas auxiliares necesarios para su operación y energizar una parte del Sistema Eléctrico o de la Isla.*** **Comentario:** ¿La capacidad de arranque en negro (Blackstart) es una funcionalidad opcional o un requisito que debe implementarse en todos los sitios? Se requerirían requisitos técnicos adicionales y un análisis de factibilidad para proyectos donde se exija arranque en negro.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
246	Tesla	3-9	***4. Tener la capacidad de aumentar la tensión de referencia desde cero hasta su valor nominal con una velocidad de rampa controlada, evitando corrientes de irrupción excesivas que puedan afectar la energización de transformadores y líneas de transmisión.*** **Comentario:** ¿Qué se entiende aquí por tensión de referencia? ¿Qué significa velocidad de rampa "controlada"? Confirmar si se requiere una rampa ajustable/controlada por el operador o si el controlador BESS puede gestionar la rampa de forma interna.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
247	Tesla	3-9	***7. Participar en un arranque autónomo colectivo, en aquellos casos en que la instalación esté diseñada para operar en paralelo con otros IBR GFM que dispongan de Arranque Autónomo.*** **Comentario:** Favor de aclarar y proporcionar ejemplos del desempeño esperado. ¿Se espera que dos sistemas IBR GFM se conecten a la misma barra muerta y proporcionen capacidad de arranque en negro conjuntamente? ¿Qué se entiende por "otros IBR GFM"?	**Se propone mayor claridad en este requisito con ejemplos del desempeño esperado.**	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
248	Tesla	3-10	***6. Otras disposiciones de la normativa vigente.*** **Comentario:** ¿Cuales otras normativas vigentes?		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
249	Tesla	4-1	***4. En caso de saltos de fase en el voltaje en el Punto de Conexión al SI, en Estado Normal o de Alerta, la instalación debe continuar operando establemente conectada al Sistema.*** **Comentario:** Favor de aclarar el ángulo máximo de salto de fase en el voltaje para operación estable.	En caso de saltos de fase de **hasta 60°** en el voltaje en el Punto de Conexión al SI, en Estado Normal o de Alerta, la instalación deberá continuar operando de forma estable conectada al Sistema.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 386.
250	Tesla	4-2	***h) El Estatismo Permanente será ajustable dentro del rango de 2% a 10%.*** **Comentario:** Favor de aclarar Estatismo Permanente. ¿Es esto caída de tensión (Voltage Droop)?		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
251	Tesla	4-2	***i) Cuando la instalación opere en modo de regulación de factor de potencia, deberá ser capaz de mantener el factor de potencia dentro de un rango de ±5 de la potencia aparente nominal de la instalación.*** ***j) Cuando la instalación opere en modo de control de regulación de potencia reactiva, deberá mantener el valor establecido dentro de un margen de ±5 de la potencia aparente nominal de la instalación.*** **Comentario:** Favor de aclarar las unidades de ±5. ¿Se refiere a % de la potencia aparente nominal (kVA) o al factor de potencia?		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
252	Tesla	4-2	***l) El funcionamiento del Controlador de Voltaje de la instalación estará limitado por la disponibilidad del recurso primario.*** **Comentario:** ¿Qué es el recurso primario?		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
253	Tesla	4-4	***b) El Tiempo de Establecimiento debe ser menor a 80 ms.*** ***c) La Banda de Establecimiento debe ser de ±10%.*** **Comentario:** Los tiempos y bandas de establecimiento no suelen aplicarse al desempeño de sistemas GFL para el ride-through de eventos de perturbación de voltaje de la misma manera que se aplican para la regulación de voltaje y los sistemas GFM. El ride-through para sistemas GFL se define normalmente en términos de operación sostenida durante y después de la perturbación de voltaje, siguiendo un perfil de voltaje-tiempo prescrito. Los conceptos de tiempo/banda de establecimiento son más relevantes cuando existe un objetivo definido que debe alcanzarse y mantenerse dentro de una tolerancia (por ejemplo, regulación de voltaje), en lugar de simplemente "mantenerse operativo dentro de ciertos límites de voltaje".	**Se propone reformular este requisito con períodos específicos de ride-through (s, ms) para eventos específicos de sobrevoltaje y subtensión (p.u.).**	No se acoge	Los requerimientos asociados a la operación en modo falla del Controlador de Tensión, son requerimientos para la transición del modo de operación normal al modo falla, no corresponde a la respuesta de *ride-through* de tensión.
254	Tesla	4-4	***e) El Estatismo Permanente del controlador debe ser ajustable dentro del rango de 2% a 5%. Su valor por defecto será de 5%.*** **Comentario:** ¿El control de caída de frecuencia (Frequency Droop) es el mismo que la respuesta de Estatismo Permanente?		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
255	Tesla	4-4	***g) El funcionamiento del Controlador de Frecuencia/Potencia de las instalaciones estará limitado por la disponibilidad del recurso primario.*** **Comentario:** ¿Qué es el recurso primario?		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
256	Tesla	8-1	No hay claridad sobre la aplicabilidad de este Anexo Técnico a plantas PMGD y sistemas definidos como “Barras de Consumo”.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
262	Engie Energía Chile S.A.	3-5	Se solicita indicar explícitamente los MW/MWh de margen solicitado entre la potencia inyectable y la capacidad máxima instalada para proporcionar Inercia Sintética a la red cuando sea requerido. Se solicita indicar si este margen definido será fijo o variables, y también si cambiará por tipo de instalación (BESS, PV eólico, planta híbrida, stand-alone, etc). Esto facilitará el dimensionamiento de la planta para cumplir con los requerimientos solicitados en esta actualización de la norma, junto con el “hourly shiffting” que actualmente hacen las plantas BESS y el despacho actual que ejecutan las plantas eólicas y PV.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".
271	Engie Energía Chile S.A.	5-7	En los artículos asociados a requerimientos de ángulo máximo de salto de fase se había indicado 30° para inversores GFM en Artículo 3-6 (Punto 2), no 60° como se indica en el Artículo 5-7 (letra d). Se solicita corregir y/o unificar en una sóla instrucción de máximo ángulo de salto de fase para inversores basados en grid forming e inversores basados en grid following.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 341.
278	Engie Energía Chile S.A.	3-1	Respecto al Punto 3: "3. Por diseño, la energía debe estar disponible de forma instantánea para el SEN, sin que se vea retrasada por algoritmos de control en el lado de corriente continua. Para efectos del presente Título, se considerará instantáneo un tiempo menor a 5 milisegundos." Se solicita aclarar los tiempos de respuesta (s) y ramp rate (MW/s) requeridos de potencia activa para prestar control rápido de frecuencia con los inversores GFM. También se solicitan los tiempos de respuesta y ramp rate	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			requeridos por el CEN para prestar con los inversores grid forming los siguientes SSCC: regulación de frecuencia, regulación potencia reactiva y respuesta ante contingencias de red. Se solicita aclarar si dentro de esta actualización contempla prestar servicio Black Start en off-grid (ante desconexión) con los inversores GFM. De ser así, se solicita aclarar tiempos de respuesta y ramp-rate para entrar en Black Start.			
279	Engie Energía Chile S.A.	3-2	En cuanto al primer requisito establecido para el Controlador de Tensión: "1. El Tiempo de Reacción del controlador debe ser instantáneo." Se solicita especificar tiempo de respuesta y ramp-rate específicos al que se refiere con "instantáneo" para control de tensión.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM".
280	Engie Energía Chile S.A.	3-3	Confirmar si en parámetros requeridos de ser ajustables para el control de tensión se requiere sea ajustable el factor de potencia PF dentro del denominado "diagrama PQ".	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	Se acoge parcialmente	Se elimina el artículo que regulaba los parámetros del Controlador de Tensión, debido a que dichas disposiciones se encuentran en el artículo 6-2 del AT IBR. Asimismo, se elimina la exigencia de ajustar el diagrama PQ, toda vez que la exigencia correspondiente está establecida en el artículo 3-9 de la NTSyCS.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
281	Engie Energía Chile S.A.	3-4	Confirmar si Artículo 3-4 aplica también para inversores GFM que forman parte de un BESS stand-alone, sin PV o planta eólica interconectada en madia tensión.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
282	Engie Energía Chile S.A.	3-5	En letra a) para Régimen transitorio, se solicita indicar tiempos de respuesta y ramp-rate específicos a los que se hacen referencia en "respuesta instantánea". En operación posterior al Régimen transitorio para el siguiente margen de seguridad: "ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores." Se solicita confirmar si existe un margen de liberación de capacidad porcentual que se requiera para la limitación de capacidad que se puede regular en los convertidores de los inversores GFM, dentro de la seguridad operacional solicitada. Por el punto "iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida." Se solicita aclarar si existe un requerimiento de capacidad sobredimensionada que se deba cumplir para asegurar la operación solicitada.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM" y "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
283	Engie Energía Chile S.A.	3-6	En punto "1. Su respuesta deberá ser instantánea." Se solicita confirmar tiempo de respuesta y ramp-rate específico al que hace referencia en respuesta "instantánea". En "A efectos de la aplicación del presente artículo, los Coordinados deberán entregar toda la información técnica relativa a las características técnicas del desempeño del control activo de salto de fase." Se solicita confirmar si es suficiente informar: capacidad de respuesta (ramp-rate), precisión en compensación del desbalance de tensión, estabilidad sin oscilaciones en control, eficiencia, confiabilidad de control, calidad de onda senoidal después de compensación, distorsión armónica, capacidad de soporte de variaciones de carga, coordinación con sistemas de protección y regulación de tensión.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM". La información técnica que se le solicitará a las IBR GFM se encuentra estipulada en el artículo transitorio 7-6 del AT IBR.
284	Engie Energía Chile S.A.	3-7	En Punto 5: "a. Oscilaciones subsincronicas resultantes de interacciones entre IBR GFL, ya sea entre ellos o con el sistema eléctrico, especialmente en una Red Débil." Se solicita confirmar que el amortiguamiento requerido sea para regular oscilaciones subsincronicas de interacciones entre plantas basadas en inversores Grid Following, y no plantas con inversores Grid Forming.	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	No se acoge	Se aclara que el control de amortiguamiento de potencia de las IBR GFM deberá proporcionar amortiguamiento para las oscilaciones originadas por Interacciones de Control, es decir, tanto IBR GFM como IBR GFL.
285	Engie Energía Chile S.A.	3-8	En el texto: "Las IBR GFM deberán suministrar corriente reactiva de manera instantánea...", se solicita indicar tiempos de respuesta y ramp-rate específicos a los que se hace referencia con "instantánea". Respecto al requerimiento: "IBR GFM deberá aportar, al menos, el 100% de su capacidad nominal de corriente de cortocircuito en un plazo máximo de 30 milisegundos." ¿Esta prestación se requerirá por instrucción directa para un BESS con inversores GFM?. La consulta	Se solicita adecuar el texto propuesta en el artículo señalado en función de la observación planteada.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM". Respecto de la consulta, se considera que la prestación de corrientes de cortocircuito por parte de las IBR GFM corresponde a una exigencia mínima de diseño y no a una instrucción directa emanada por el Coordinador.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			está relacionada con el estado de carga mínimo que deben tener las baterías para poder cumplir con la provisión de corriente de cortocircuito que deban dar los inversores GFM acoplados.			
286	Engie Energía Chile S.A.	3-11	La exigencia de incorporación de tecnología IBR con capacidad de formación de red (GFM) en las distintas unidades del sistema debe estar sustentada en un análisis sistémico integral, desarrollado por el Coordinador Eléctrico Nacional. Este análisis debe considerar la interacción dinámica entre las unidades generadoras, la red de transmisión y los requerimientos de estabilidad del sistema eléctrico, con el fin de dimensionar adecuadamente la necesidad de inversión y evitar decisiones que conlleven a una sobre o sub-implementación de esta tecnología en unidades que ya se encuentran en operación o en proceso de Declaración de Construcción.	"Los Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA que se encuentren conectados al SEN, deberán ser IBR GFM o, en su defecto, poder actualizarse para incorporar dicha característica de acuerdo con el Artículo 4-8 del presente Anexo. Los Sistemas de Almacenamiento o las componentes de almacenamiento de una CRCA que deban implementar la tecnología IBR GFM serán identificados como resultado del Estudio de Requerimiento de la Robustez del SEN, de acuerdo a lo establecido del Artículo 3-10 del Anexo Técnico de Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez. En el caso de las instalaciones que técnicamente no puedan cumplir con los requisitos para la implementación de la tecnología IBR GFM para las unidades en operación o en el proceso de Declaración en Construcción a la fecha de la publicación del presente Anexo, los titulares tienen la obligación de notificar esta situación al Coordinador en un plazo máximo de 12 meses a partir de la publicación del presente Anexo, justificando la imposibilidad técnica de dar cumplimiento a lo antes señalado a través de un informe técnico. El Coordinador, en un plazo máximo de tres meses, deberá analizar las razones técnicas expuestas en el informe técnico y comunicar a la Comisión el análisis técnico realizado. La Comisión emitirá una resolución pronunciándose sobre aquellas instalaciones que técnicamente no puedan	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la obligatoriedad de capacidad GFM en SAE y CRCA".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				cumplir con algunas de las disposiciones establecidas en el presente Anexo. "		
287	Engie Energía Chile S.A.	8-1	Para la implementación de los requerimientos establecidos en los títulos vinculados a la tecnología Grid Forming (GFM), se requiere la ejecución de análisis técnicos especializados que involucren la participación de fabricantes internacionales de equipos, consultores expertos en modelación de sistemas eléctricos y coordinación de pruebas específicas con el Coordinador Eléctrico Nacional. Estas actividades incluyen la validación de modelos de control, simulaciones de comportamiento dinámico, pruebas de respuesta ante eventos de red, entre otras. Todo este proceso debe desarrollarse en paralelo a la operación de las unidades, conforme a la programación definida por el Coordinador, y en algunos casos, en conjunto con los procedimientos de verificación y habilitación de los SSCC.	"Las disposiciones asociadas a las IBR GFM establecidas en los Títulos 3, 5 y 7 del presente Anexo, entrarán en vigor veinticuatro meses después de la fecha de publicación de su resolución exenta en el Diario Oficial…".	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
288	Engie Energía Chile S.A.	8-3	Aplica la misma justificación a la observación al Artículo 8-1, pero aplicado a la tecnología GFL.	"Para dar cumplimiento a las exigencias indicadas en el Título 4, los titulares de las IBR GFL conectadas al SEN, así como los titulares de las IBR GFL que se encuentren declaradas en construcción, conforme a lo dispuesto en el 72°-17 de la Ley al momento de la publicación del presente Anexo, deberán presentar al Coordinador en un plazo no superior a dieciocho meses...".	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
317	GM Holdings S.A.	General	Se solicita aclarar si las disposiciones establecidas en este Anexo Técnico se aplicarán de manera retroactiva a las instalaciones basadas en inversores ya existentes, independientemente de su fecha de puesta en servicio. En los casos en que las plantas en operación no puedan cumplir técnicamente con los nuevos requisitos, ¿cómo prevé el operador de red abordar estas situaciones? Asimismo, ¿podrían considerarse y detallarse explícitamente los eventuales impactos técnicos, regulatorios o financieros sobre los clientes existentes?	Se solicita aclarar si las disposiciones se aplicarán retroactivamente a instalaciones existentes y, en caso afirmativo, que establezca el procedimiento y criterios que utilizará el operador de red para abordar plantas que no puedan cumplir. Asimismo, se pide explicitar la evaluación de impactos técnicos, regulatorios y financieros sobre los clientes actuales.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
318	GM Holdings S.A.	1-4	En el numeral 7 del referido artículo, se define el concepto de Inercia Sintética. Al respecto, se solicita precisar que busca emular la respuesta inercial de una máquina síncrona.	Se sugiere el siguiente texto: "7. Inercia Sintética: capacidad de una IBR GFM de entregar, de manera instantánea, potencia activa, en respuesta a una perturbación en el sistema eléctrico**, emulando la respuesta inercial de una máquina síncrona**. La respuesta inicial es automática y, por tanto, no requiere de mediciones de frecuencia en el Punto de Conexión al SI.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 449.
319	GM Holdings S.A.	1-4	En el numeral 12 de dicho artículo, se utiliza la sigla "FIV" que refiere al concepto "Fuente Interna de Voltaje" definido en el numeral 10. Por completitud y para facilitar la lectura del	Se sugiere el siguiente texto: "10. Fuente Interna de Voltaje **(FIV)**: es la componente fundamental de la forma de onda de tensión generada a través de dispositivos electrónicos de potencia. Esta fuente opera de manera	No se acoge	La abreviatura de Fuenta Interna de Voltaje se señala en el artículo 1-3 del AT IBR.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			texto, debería incluirse la sigla en el numeral 10.	sincronizada con el sistema eléctrico bajo condiciones normales de operación. "		
320	GM Holdings S.A.	1-4	Considerando que la mayoría de los inversores fotovoltaicos (PV) disponibles comercialmente no cuentan actualmente con funcionalidades de formador de red (GFM), recomendamos que la definición "3. Convertidor(es) Formador de Red" se restrinja a los convertidores asociados a sistemas de almacenamiento de energía que sean técnicamente capaces de prestar dichos servicios. Asimismo, sugerimos establecer una definición separada y claramente diferenciada para los convertidores asociados a fuentes renovables variables, como la solar fotovoltaica y la eólica, que operan únicamente bajo modos de control seguidor de red (GFL). Esta distinción contribuirá a garantizar claridad en los requisitos de cumplimiento y a evitar confusiones respecto de las capacidades tecnológicas.	Se solicita modificar la definición de "Convertidor(es) Formador de Red", restringiéndolo a inversores asociados a sistemas de almacenamiento y establecer una definición separada para convertidores asociados a fuentes renovables variables que operan únicamente con control seguidor de red (GFL).	No se acoge	La definición de Convertidor Formador de Red no se encuentra limitada a una tecnología específica, dado que las disposiciones del AT IBR buscan categorizar las IBR como GFM o GFL en función de su capacidad para entregar servicios asociados a cada tecnología, y no según el tipo de recurso energético al que estén vinculados, como generación, sistema de almacenamiento energía u otras instalaciones.
321	GM Holdings S.A.	3-1	En el artículo se señalan exigencias generales para los IBR GFM. En particular, en el numeral 13 se hace referencia al artículo 3-6 de la NTSySC, que indica que los nuevos proyectos que se conecten a una red débil no deben degradar la fortaleza en las áreas de tensión coherente. Al respecto, no es explícito cómo se asegurará este cumplimiento normativo.	Se solicita indicar cómo se asegurará el cumplimiento normativo del del numeral 13.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".
322	GM Holdings S.A.	3-1	En relación a la frase "Para efectos del presente Título, se considerará instantáneo un tiempo menor a 5 milisegundos" en el numeral 3 del artículo 3-1, se recomienda specificar criterios de desempeño claros, tales como tiempos de respuesta y de establecimiento, en lugar de hablar de un "tiempo instantáneo".	Se solicita reformular el numeral 3 del artículo 3-1, especificando criterios de desempeño claros, tales como tiempos de respuesta y de establecimiento, en lugar de indicar un tiempo en específico que se considerará instantáneo.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
323	GM Holdings S.A.	3-1	En el contexto de “Red Débil” indicado en el numeral 5, en particular, ¿podría el operador de red indicar los valores o rangos típicos considerados para el Short Circuit Ratio (SCR) y la relación X/R? Además, ¿estos parámetros son comunicados a los desarrolladores de plantas de generación o a los fabricantes de equipos durante los estudios de conexión o con anterioridad a la puesta en servicio? La definición explícita de estos umbrales contribuiría a una mejor alineación técnica entre los requisitos de la red y el diseño de los equipos.	Se solicita aclara si el operador de red podría indicar los valores/rangos típicos considerados para el SCR y relación X/R y si estos serían comunicados a los desarrolladores de plantas de generación/ fabricantes de equipos antes de la puesta en servicio.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de Red Débil y Red Fuerte".
324	GM Holdings S.A.	3-2	En el numeral 1 “El Tiempo de Reacción del controlador debe ser instantáneo", el término “instantáneo” es inherentemente ambiguo y puede dar lugar a diferentes interpretaciones según la tecnología y su implementación. En su lugar, recomendamos especificar criterios de desempeño claros, tales como tiempos de respuesta y de estabilización, en la sección correspondiente de Requisitos Técnicos Mínimos.	Se solicita eliminar el numeral 1.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM".
325	GM Holdings S.A.	3-5	Respecto del margen requerido que debe mantenerse entre la potencia despachable y la capacidad máxima instalada, indicado en el numeral i., ¿se encuentra definido un porcentaje o un valor fijo? Además, ¿este margen debe considerarse estático o variable, dependiendo de la tecnología, el tipo de proyecto o las condiciones operativas? Entregar una orientación clara contribuiría a asegurar consistencia en la interpretación y en la planificación del sistema.	Se solicita aclarar si hay un porcentaje o valor fijo del margen requerido entre potencia despachable y capacidad máxima instalada y si es estático o variable, dependiendo de la tecnología, tipo de proyecto o condiciones operativas.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".
326	GM Holdings S.A.	3-5	Sobre el numeral ii., ¿cuáles son las capacidades de sobrecarga esperadas en términos de magnitud (por ejemplo, porcentaje por sobre la potencia nominal) y de duración (por ejemplo, segundos o minutos)?	Se solicita aclarar las capacidades de sobrecarga esperadas, en términos de magnitud y duración.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
327	GM Holdings S.A.	3-5	Sobre el sobredimensionamiento indicado en el numeral iii., ¿debe considerarse un porcentaje específico o un margen mínimo para la capacidad agregada de los inversores? Dado que el sobredimensionamiento afecta no solo a los inversores, sino también a la infraestructura asociada —como el cableado, los sistemas de protección y los transformadores—, una definición más detallada contribuiría a asegurar prácticas de diseño consistentes y evaluaciones de costos precisas durante el desarrollo de los proyectos.	Se solicita aclarar porcentaje o margen mínimo de capacidad agregada para los inversores.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".
328	GM Holdings S.A.	3-6	En el numeral 3 del inciso 1, se solicita una aclaración respecto del salto máximo adicional de ángulo de fase que se espera que la instalación soporte durante condiciones transitorias. Si bien se menciona un valor mínimo de 5 grados, sería útil especificar el rango máximo esperado.	Se solicita aclarar el salto máximo adicional de ángulo de fase en condiciones transitorias.	No se acoge	Se específica un mínimo exigible para el ángulo adicional de salto de fase a fin de asegurar un estándar mínimo de desempeño.
329	GM Holdings S.A.	3-8	Hay una posible inconsistencia entre la Figura 1 del Artículo 3-8 y la Figura 3 del Artículo 4-5. Mientras una figura requiere que los inversores permanezcan conectados dentro de un rango de tensión de 0,9 a 1,1 pu, la otra indica un rango de 0,8 a 1,0 pu.	Para asegurar la debida coherencia y evitar interpretaciones erróneas, se solicita la confirmación del rango de tensión nominal correcto que se espera que los inversores soporten para su operación continua.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 10.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
330	GM Holdings S.A.	3-8	En relación con el numeral 2 del inciso 1, ¿debe la corriente ser controlada como una rampa lineal, tal como se ilustra en la Figura 2, o resulta aceptable implementar una respuesta de primer orden o natural del sistema que cumpla con el requisito de 30 ms?	Se solicita aclaración sobre comportamiento dinámico para la inyección de corriente de cortocircuito (controlada como una rampa lineas o respuesta de 1er oden o natural que cumpla requisito de 30 ms).	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 11.
331	GM Holdings S.A.	3-8	Sobre el numeral 4 del inciso 1, dado que es técnicamente factible implementar distintos factores K para las componentes de secuencia positiva y negativa, definir la relación o rango requerido para cada una contribuiría a una adecuada configuración del controlador y a asegurar el cumplimiento de los objetivos de soporte de red bajo condiciones de falla asimétrica.	Se solicita definir la relación o rango para los factores K para las componentes de secuencia positiva y negativa.	No se acoge	Actualmente no se dispone con evidencia empírica que permita definir un estándar para factores de las componentes de secuencia negativa y positiva. Asimismo, el guarismo en cuestión responde más a una parametrización operacional realizada por el fabricante, teniendo en consideración las disposiciones establecidas en el artículo que regula el control de inyección rápida de corriente.
332	GM Holdings S.A.	3-11	En el artículo se incorpora una exigencia normativa para los sistemas de almacenamiento, los que deben ser IBR GFM o poder actualizarse para incorporar dicha característica. Al respecto, ¿qué implica que sea actualizable a GFM? ¿ cómo se reconocería y remuneraría esta funcionalidad adicional, de manera de mantener los incentivos para el desarrollo del almacenamiento?	Se solicita aclarar lo que se entiende por ser actualizable a GFM y la forma de reconocimiento/remuneración de esta funcionalidad.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la obligatoriedad de capacidad GFM en SAE y CRCA".
333	GM Holdings S.A.	3-11	Sobre la exigencia para los sistemas de almacenamiento, ¿cómo se aplicará este requisito a los sistemas de almacenamiento de energía ya conectados a la red?. En los casos en que limitaciones técnicas o contractuales impidan el cumplimiento o la adaptación a la funcionalidad GFM, ¿cómo prevé el operador de red abordar estas situaciones?	Se solicita aplicar cómo aplicará el artículo 3-11 para sistemas de almacenamiento ya en operación y cómo se abordarán las situaciones en las que limitaciones técnicas/contractuales impidan el cumplimiento.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la obligatoriedad de capacidad GFM en SAE y CRCA".
334	GM Holdings S.A.	4-1	En relación con el numeral 4, ¿el salto máximo de ángulo de fase aceptable para GFL es también de ±30°, tal como se exige para GFM?	Se solicita aclarar el salto máximo de ángulo de fase aceptable para GFL.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 386.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
335	GM Holdings S.A.	4-3	En el literal c), el término “Tiempo de Reacción” no se encuentra claramente definido en este contexto.	Se solicita una aclaración respecto de los puntos de inicio y término considerados en la medición del "Tiempo de Reacción". Para asegurar consistencia con las mejores prácticas internacionales, recomendamos adoptar definiciones alineadas con la norma IEEE 2800 o, en su defecto, incluir un glosario específico dentro del estándar.	No se acoge	Tiempo de Reacción se encuentra definido en el artículo 1-4 del AT IBR.
336	GM Holdings S.A.	4-3	En el literal e), el tiempo de asentamiento especificado, inferior a 200 ms, parece ser demasiado exigente para el sistema completo de control de planta. Si bien los inversores modernos pueden reaccionar rápidamente, la respuesta global —que incluye el sistema de medición, el controlador de planta (PPC), la coordinación de invers.ores y la estabilización del sistema— normalmente requiere más tiempo	Se solicita revisar este requisito hacia un objetivo más alcanzable, como 1 segundo, y alinear tanto la definición como el método de medición con los estándares internacionales (por ejemplo, IEEE 2800).	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 869.
337	GM Holdings S.A.	4-3	En relación al literal k), la Figura 3 actualmente indica que los inversores deben permanecer conectados en el rango de tensión de 0,8–1,0 pu, mientras que los requisitos establecidos en el texto del estándar generalmente especifican 0,9–1,1 pu para operación continua. Asimismo, la Figura 3 no define con claridad los valores umbral de HVRT (High Voltage Ride-Through) que detonarían condiciones de falla	Se solicita revisar consistencia entre el literal k) y Figura 3, además de aclarar el nivel máximo de tensión al cual los inversores deben permanecer conectados prestando soporte de potencia reactiva, y por cuánto tiempo; por ejemplo, hasta 1,2 pu durante 1 segundo.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Exigencias de HVRT para IBR".
338	GM Holdings S.A.	5-1	Sobre los requisitos para los modelos EMT, ¿debe utilizarse una plataforma específica de simulación de transitorios electromagnéticos? Recomendamos considerar PSCAD como el estándar, dado que es ampliamente adoptado en países como Estados Unidos, Reino Unido y Australia.	Se solicita incidar la plataforma específica de simulación de transitorios electromagnéticos.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el software utilizado para los modelos EMT".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
339	GM Holdings S.A.	5-1	Con respecto al numeral 5. del inciso 1, entendemos la relevancia de que los modelos EMT representen fielmente la configuración real del firmware en plantas en operación. En este sentido, proponemos que se permita la entrega de archivos en formato .dll encriptados, resguardando la propiedad intelectual y evitando la divulgación del código fuente. No obstante lo anterior, todos los parámetros relevantes y los ajustes configurables en terreno (p. ej. umbrales de protección, ganancias de control, consignas) se mantendrían disponibles y editables dentro del modelo. De esta manera, se asegura la transparencia necesaria para la validación de los estudios y el cumplimiento de los requisitos regulatorios, sin exponer información sensible de carácter propietario.	Se solicita que se explicite la posibilidad de aceptar modelos EMT entregados en formato .dll encriptado, siempre que estos permitan el acceso y ajuste de todos los parámetros clave necesarios para la validación y cumplimiento regulatorio.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 983.
340	GM Holdings S.A.	5-1	En el artículo se indica que los coordinados deberán entregar los modelos EMT. ¿Tendrá algún formato específico? Además, en el numeral 7 del inciso 2 se indica "(...)El software en el cual funcionan los modelos **ser** señalado en la guía indicada en el numeral 4 del presente artículo. ", cuyo texto en negrita no corresponde y debería ser reemplazado por "deberá ser" o "será".	Se solicita indicar si la entrega de los modelos EMT tendrá algún formato específico y corregir el texto señalado en el inciso 4, numeral 7 por "deberá ser" o "será".	Se acoge parcialmente	Se modifica la redacción del literal señalado de acuerdo con lo observado por el agente.
341	GM Holdings S.A.	5-7	La exigencia del literal d) del inciso 2 parece entrar en conflicto con el Artículo 3-6 – Control activo de salto de fase, el cual define un salto de fase máximo aceptable de 30 grados.	Se solicita alinear ambas secciones y adoptar un límite consistente de 30°, el cual es ampliamente referenciado en códigos de red internacionales.	No se acoge	El artículo que regula el control activo ante saltos de fase establece una exigencia operativa a las IBR GFM: ante variaciones abruptas del ángulo de fase, la instalación debe inyectar Potencia de Salto de Fase como respuesta intrínseca del GFM a nivel de convertidor, sin dependencia de señales externas. Por su parte, el artículo sobre validación de desempeño prescribe la realización de un estudio que demuestre que la IBR mantiene su estabilidad operativa frente a saltos de fase de hasta 60 grados, identificando además el límite máximo de tolerancia de la instalación. Ambas

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
						disposiciones son complementarias y de naturaleza distinta. La primera regula una prestación de control exigible durante la operación y la segunda regula la verificación y evidencia técnica de la estabilidad de la instalación ante dichos eventos.
342	GM Holdings S.A.	8-3	El artículo en el inciso 4 menciona el caso en que "las instalaciones que técnicamente no puedan cumplir con los requisitos". Al respecto, ¿bajo qué criterios o condiciones se considera que hay un impedimento para cumplir las disposiciones normativas? ¿Qué rol tendrá la resolución de la CNE? ¿Se contemplarían otras medidas en subsidio a este incumplimiento?	Se solicita indica los criterios/condiciones para indicar que las instalaciones no pueden cumplir con los requisitos normativos, el rol que tendrá la resolución de la CNE y si se contemplaróan otras medidas en subsidio a este incumplimiento.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
344	Ibereólica Ingeniería Chile SpA	3-4	El artículo establece que la banda muerta deberá ser inferior a ±30 [mHz], esto no considera las dinámicas propias de los sistemas electromecánicos de las centrales eólicas, ya que una banda muerta tan baja, provoca un tren de consignas del PPC a cada uno de los sistemas, no solo al inversor, lo cual provoca daños acumulativos a la infraestructura: Puntualmente, acumulación de presión en los sistemas hidraulicos, neumaticos y desgaste excesivo en los sistemas mecánicos. Esto pone de riesgo la seguridad de las instalaciones.	Proponemos que en el texto modifique las bandas muertas según tecnología, considerando que la banda muerta deberá definirse considerando las dinámicas electrónicas o electromecánicas propias de cada tecnología. En el caso de aerogeneradores, el valor no podrá ser inferior o igual a ±30 mHz, pudiendo ampliarse conforme a la respuesta de sus sistemas hidráulicos, neumáticos y mecánicos, a fin de evitar trenes de consignas en el PPC que generen acumulación de esfuerzos y deterioro en la infraestructura. Proponemos que se mantengan los 200 mHz para centrales eólicas.	No se acoge	La banda muerta propuesta para las IBR se basa en la IEEEE 2800:2022, en la cual se recomienda establecer un valor por defecto del 0,06% de la frecuencia nominal del sistema eléctrico para la banda muerta tanto de sobrefrecuencia como de subfrecuencia del controlador de frecuencia, es decir, ±30 mHz.
345	Ibereólica Ingeniería Chile SpA	8-1	El Anexo establece su entrada en vigor a los seis meses desde su publicación en el Diario Oficial. Sin embargo, el texto presenta vacíos interpretativos relevantes, al no precisar el alcance temporal ni operativo según el estado de las instalaciones (en operación, en construcción o proyectos nuevos). Asimismo,	El presente Anexo entrará en vigor a los seis meses de su publicación en el Diario Oficial. No obstante, los plazos de adecuación deberán establecerse de manera diferenciada según el estado de avance de las instalaciones: (i) en operación, (ii) en construcción con obras iniciadas y (iii) nuevos proyectos. Para cada	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			carece de una regulación explícita respecto de los plazos de adecuación y del procedimiento aplicable para su renormalización, lo que genera incertidumbre regulatoria y operacional.	categoría, se definirán procedimientos específicos de renormalización que otorguen certeza regulatoria y permitan una implementación gradual y coherente con las limitaciones técnicas y contractuales de cada proyecto		
361	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	3-4	El artículo establece los requisitos mínimos del Controlador de Frecuencia/Potencia de un IBR GFM, entre ellas el rango de Estatismo Permanente y banda muerta, pero no establece tiempos de respuesta mínimos y máximos de respuesta.	Se debe incluir los tiempos de respuesta o reacción mínimos y máximos para cada item y hacer las distintciones necesaqrias entre distintas tecnologías. (solar, eolica, BESS, etc.)	Se acoge parcialmente	Se modifica el artículo observado de acuerdo con lo solicitado por el agente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
362	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	3-5	El artículo exige que los IBR GFM tengan la capacidad de proporcionar inercia sintética, pero no define cuanta debe ser la capacidad a proporcionar por el IBR. A diferencia de los generadores rotativos, donde la inercia guarda relación con el momento de inercia de la máquina, la inercia sintética de un convertidor basado en electrónica de potencia debe ser definida en su programación (firmware) en función de sus capacidades eléctricas máximas.	Se debe incluir una tabla o fórmula que defina los tiempos máximos, que un inversaor debe ser capaz de mantener un determinado ángulo de carga, frente a variaciones en la frecuencia de la red. Todo esto en relación a las capacidades máximas del inversor, para no dañar las instalaciones.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".
363	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	3-7	En este artículo se indica que: "El amortiguamiento proporcionado por la IBR GFM deberá permitir que este opere dentro de sus capacidades técnicas, utilizando únicamente señales medidas localmente, sin requerir observabilidad del sistema eléctrico ni algoritmos de control de otros dispositivos conectados a este."		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Esta aseveración es problemática ya que en el caso que una gran cantidad de IBR posean en su programación tiempos de respuesta similares, sus respuestas a oscilaciones en el sistema pueden acoplarse generando oscilaciones subsincronas mayores que las que pretende amortiguar.			
364	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	5-1	No se define un estándar claro para la entrega de los modelos. Es necesario indicar software y formatos compatibles, para evitar la obligación de uso de softwares propietarios.	Indicar lista de softwares y formatos aceptados para la entrega de los modelos.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el software utilizado para los modelos EMT".
365	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	5-1	No se especifica el nivel de detalle que debe poseer el modelo, ni a nivel eléctrico, ni a nivel de resolución numérica. Al ser modelos para la representación de transientes, es relevante indicar el nivel de detalle requerido, ya que cualquier simplificación puede truncar los resultados del mismo.	Inidcar el nivel de detalle del circuito eléctrico (elementos activos, pasivos, parásitos, etc.) y paso de tiempo (timestep) mínimo requerido para la resolución.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 2.
366	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	7-1	Un diagrama de impedancia en función de la frecuencia es innecesario para un conversor cuya operación es frecuencia constante.	Eliminar numeral 1. del artículo.	No se acoge	El diagrama de impedancia o gráfico de Nyquist es la representación de la impedancia en función de la frecuencia. Permite identificar resonancias y modos de interacción entre el convertidor y la red, es un insumo de validación de la parametrización de la IBR.
367	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	8-1	La entrada en vigor del Anexo es de 6 meses posterior a la fecha de publicación de la resolución en el Diario Oficial. Sin embargo, el texto no diferencia entre instalaciones en operación, construcción o nuevas.	Incluir plazos de adecuación diferenciados según estado de los proyectos.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
368	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	General	El Título 3 del AT plantea las exigencias mínimas para los IBR GFM utilizando la estructura de los numerales 3.1 al 3.11, la cual se sugiere cambiar según el Consorcio Unifi		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			(Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters). En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del Título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores GFM en condiciones normales y anormales de operación del sistema. Utilizando esta estructura sugerida, se facilita una mayor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo GFM: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio			
382	Atlas Renewable Energy SpA	3-1	En particular tomando de ejemplo el Art. 3-1 apartado 1 dice: "Las IBR GFM deberán cumplir con, al menos, las siguientes exigencias: 1) Regular la tensión y frecuencia de forma autónoma, en el Punto de Conexión al SI, resguardando los límites técnicos de la instalación." [...] Observación: para poder controlar la frecuencia y tension a nivel de punto de conexion (POC) se debe tener en cuenta la **actuacion coordinada de todos los IBR GFM de la planta junto con el controlador de planta (PPC), esto supone considerar todos los retrasos en comunicacion, control y medida, se solicita que los requsitos de desenpeño dinamico (tiempo de reaccion, asentamiento y subida, bandas de tolerancia...) sean definidos considerando lo anteriormente dicho**	Las IBR GFM deberán cumplir con, al menos, las siguientes exigencias: 1) Regular la tensión y frecuencia de forma autónoma, en el Punto de Conexión al SI, resguardando los límites técnicos de la instalación **a traves de la actuacion coordinada de todos los IBR GFM de la planta junto con el controlador de tension y controlador de frecuencia/potencia segun la definicion de la NTSyCS.** [...]	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre las exigencias a las IBR GFM a nivel de planta o nivel de convertidor".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
383	Atlas Renewable Energy SpA	3-2	En el Artículo 3.2 se indica: [...] El Controlador de Tensión de la instalación deberá cumplir con, al menos, los siguientes requisitos: 1. El Tiempo de Reacción del controlador **debe ser instantáneo.** [...] Observación: De acuerdo a la definicion de controlador de tension dada en la NTSyCS se indica que el control sera a nivel de punto de conexion, este tipo control suelen tener constantes de tiempos y filtros digitales que pudiera complicar el cumplimiento del tiempo solicitado, por tanto, se dificulta cumplir con el requisito de actuacion instantanea. Según el feedback entregado por nuestros proveedores de PPC, se recomienda adaptar un tiempo de 200 ms igual a lo solicitado para GFL. Se solicita indicar como se va a verificar este cumplimiento en la realidad .	[...] El Controlador de Tensión de la instalación deberá cumplir con, al menos, los siguientes requisitos: 1. El Tiempo de Reacción del controlador debe ser ~~instantáneo~~ **de 200 ms traves de la actuacion coordinada de todos los IBR GFM de la planta junto con el controlador de tension.** [...]	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM".
384	Atlas Renewable Energy SpA	3-5	En el Artículo 3-5 Respuesta inercial se observa una falta de definición los parámetros que activan la respuesta inercial. Se solicta agregar los siguientes parametros: - Banda muerta de frecuencia y/o insensibilidad de ROCOF donde no se deba activar la respuesta inercial. - El porcentaje de power boost a suministrar (10% addicional sobre el P dispacht) - Tiempo de duracion del power boost (1 seg, 5 seg)	Las IBR GFM deberán proporcionar Inercia Sintética considerando lo siguiente: a. En el Régimen Transitorio, deberá tener una respuesta instantánea y la potencia inyectada debe reducir el RoCoF del sistema eléctrico, considerando la capacidad técnica de la instalación. b. Posterior al Régimen Transitorio, el controlador deberá ajustar la respuesta de la instalación para optimizar la gestión del ángulo de tensión y la potencia entregada. En este sentido, deberá responder a los ajustes de frecuencia de los controladores internos o externos, coordinándose con otros recursos del SEN. **c. La respuesta inercial deberá ser configurable al menos por medio de los siguientes parámetros:** **- Deberá ser capaz de suministrar una energía**	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				equivalente al 10 % de la capacidad máxima del IBR-GFM durante 8 segundos. **- La banda de insensibilidad de la medida de la frecuencia no será superior a ±10 mHz.** **- Será capaz de inhibirse dentro de una banda muerta voluntaria en frecuencia entre 0 y ±500 mHz.** **- Será capaz de ajustar una banda muerta voluntaria en la derivada de la frecuencia entre 0 y ±0,5 Hz/s.** [...]		
385	Atlas Renewable Energy SpA	3-7	En el Artículo 3-7 Control de amortiguamiento de potencia activa se indica: Las IBR GFM deberán proveer un Amortiguamiento de Oscilaciones Subsíncronas a las oscilaciones indeseadas del SEN, resguardando las siguientes características: 1. Entregar Potencia de Amortiguamiento Activa frente a oscilaciones del sistema eléctrico entre **0.05 [Hz] a 1 [Hz]** peak to peak. [...] Observación:se subentiende que esto se refiere a la implementacion de un control POD, en ese sentido recomendamos definir los parametros de ajuste de este controlador, como podria ser: Banda muerta, Delta P/Q max de contribucion, Rango de frecuencia Amortiguar.	Las IBR GFM deberán proveer un Amortiguamiento de Oscilaciones Subsíncronas a las oscilaciones indeseadas del SEN, resguardando las siguientes características: 1. Entregar Potencia de Amortiguamiento Activa frente a oscilaciones del sistema eléctrico entre 0.05 [Hz] a 1 [Hz] peak to peak**, a traves de un control dedicado al amortiguamiento de oscilaciones, este control puede estar a nivel de convertidor o PPC, en cualquiera de los casos se podran configurar los siguntes parametros:** **- Banda muerta.** **- DeltaP/Q max de contribucion.** **- Rango de frecuencia Amortiguar.** [...]	No se acoge	La configuración específica del controlador se deberá verificar a través de estudios y ensayos en el proceso de conexión, de acuerdo con los modos de oscilación del SEN y las capacidades de la instalación, en línea con buenas prácticas internacionales que evitan fijar parámetros internos de control POD.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
386	Atlas Renewable Energy SpA	4-1	En el Artículo 4-1 Exigencias Generales para IBR GFL se indica: Las IBR GFL, deberán cumplir con, al menos, las siguientes exigencias: [...] 4. Ante saltos de fase de la tensión en el Punto de Conexión al SI, en Estado Normal o Alerta, la instalación deberá continuar operando de forma estable conectada al SEN. [...] Observación: no se define el maximo salto de fase, con el fin de homogenizar los requisitos, se recomienda definir el mismo salto de fase utilizado en GFM, esto es 30 grados.	Las IBR GFL, deberán cumplir con, al menos, las siguientes exigencias: [...] 4. Ante saltos de fase **de 30 grados** de la tensión en el Punto de Conexión al SI, en Estado Normal o Alerta, la instalación deberá continuar operando de forma estable conectada al SEN. [...]	Se acoge parcialmente	Se acoge la observación incorporando un límite máximo de salto de fase conforme a la práctica internacional.
387	Atlas Renewable Energy SpA	4-3	En el Artículo 4-3 Requerimientos al Controlador de Tensión en condiciones de operación normal se indica: En estado de operación normal, el Controlador de Tensión deberá cumplir con, al menos, los siguientes requerimientos: [...] d) El Tiempo de Subida deberá ser inferior a 1 [s]. El Coordinador, justificadamente, podrá instruir un tiempo mayor, sin exceder los 30 [s]. e) El Tiempo de Asentamiento deberá ser menor a 200 [ms]. f) La Banda de Asentamiento deberá ser inferior a ±5%. [...] Observación: Se observan imprecisiones en la redaccion, ademas de inconsitencias en los tiempos solicitados.	En estado de operación normal, el Controlador de Tensión deberá cumplir con, al menos, los siguientes requerimientos: [...] d) El Tiempo de Subida deberá ser inferior a ~~1~~ **10** [s]. El Coordinador, justificadamente, podrá instruir un tiempo mayor, sin exceder los 30 [s]. e) El Tiempo de Asentamiento deberá ser menor a ~~200 [ms]~~ **30 [s]**. f) La Banda de Asentamiento deberá ser inferior a ±5% **del valor de consigna**. [...]	Se acoge parcialmente	Los requerimientos asociados al Controlador de Tensión de las IBR en operación normal, en particular el Tiempo de Reacción y la Banda de Establecimiento, se definen de acuerdo con la IEEE 2800:2022. Respecto al tiempo de establecimiento, se solicita revisar la respuesta a la observación ID 869.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
388	Atlas Renewable Energy SpA	4-5	En el Artículo 4-5 Operación del IBR GFL ante fallas se indica: [...] Donde se tiene que: [...] • Con $Ir0$ y $U0$ la corriente reactiva y tensión antes de la falla, respectivamente. **Observación: se solicta agregar una imagen similar a la Figura 1 del Artículo 3-8, con la finalidad de evitar problemas de interpretacion de cuando se debe o no activar el soporte de corriente Reactiva.**		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
389	Atlas Renewable Energy SpA	4-7	En el Artículo 4-7 Controlador de Frecuencia/Potencia indica: Las IBR GFL que operen conectadas al SI deberán disponer de un Controlador de Frecuencia/Potencia, el cual deberá cumplir con, al menos, los siguientes requisitos	Las IBR GFL que operen conectadas al SI deberán disponer de un Controlador de Frecuencia/Potencia, el cual deberá cumplir con, al menos, los siguientes requisitos mínimos: [...] d) La Banda de Asentamiento deberá ser	No se acoge	Las señales para las cuales se define la Banda de Asentamiento no siempre corresponden a la consigna del controlador. Respecto de la banda muerta del controlador de Frecuencia/Potencia, se solicita revisar la respuesta a la observación ID 873.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			mínimos: [...] d) La Banda de Asentamiento deberá ser inferior a ±5%. e) El Estatismo Permanente deberá ser ajustable dentro del rango del 2% al 5%. f) La banda muerta deberá ser inferior a ±30 [mHz]. [...] Observación: Se observan imprecisiones en la redaccion, además se recomienda ajustar la banda muerta a un valor que elimine el riesgo de inestabilidades en el control de Frecuencia.	inferior a ±5% **con respecto al valor de consigna** e) El Estatismo Permanente deberá ser ajustable dentro del rango del 2% al 5%. f) La banda muerta deberá ser inferior a ~~±30~~ **±200 [mHz]**. [...]		
390	Atlas Renewable Energy SpA	8-2	Exigir modelos EMT de instalaciones existentes en máximo 12 meses es técnicamente complejo, especialmente para instalaciones antiguas donde el fabricante original puede no existir o no disponer de modelos EMT.	Artículo 8-2 [agregar al final]: Para instalaciones existentes que no puedan obtener modelos EMT del fabricante original se podrán utilizar modelos genéricos validados mediante mediciones en terreno los que podrán ser proporcionados por el Coordinador para tecnologías comunes.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
391	Atlas Renewable Energy SpA	8-3	El inciso final del Artículo 8-3 establece un procedimiento para que las instalaciones que no puedan cumplir técnicamente con los requisitos GFL soliciten una excepción. Sin embargo, consideramos necesario fortalecer, precisando los criterios a utilizar al revisar una solicitud de excepción, para así brindar mayor certeza jurídica. El artículo en su redacción actual no especifica ni establece de forma clara y previa los criterios objetivos a ser utilizados por la autoridad respectiva para calificar si existe o no una imposibilidad técnica que justifique acoger una solicitud de excepción. Lo anterior podría generar revisiones subjetivas y no garantiza la continuidad operacional de inversiones legítimamente realizadas. Asimismo, la redacción propuesta no permitiría conciliar adecuadamente el tratamiento que tienen las instalaciones modernas con la situación de las	[Primeros tres párrafos sin cambios] **Las instalaciones IBR GFL conectadas al SEN con anterioridad a la publicación del presente Anexo, así como aquellas declaradas en construcción conforme al Artículo 72°-17 de la Ley, serán reconocidas como instalaciones con derechos adquiridos bajo el marco normativo previo.** En el caso de las instalaciones que técnicamente no puedan cumplir con los requisitos antes señalados, los titulares tienen la obligación de notificar esta situación al Coordinador en un plazo máximo de tres meses a partir de la publicación del presente Anexo, justificando la imposibilidad técnica de dar cumplimiento a lo antes señalado a través de un informe técnico **que deberá contener:**	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			instalaciones existentes que fueron diseñadas y construidas bajo un marco regulatorio diferente, sin los requisitos GFL actuales.	**a) Identificación de los requisitos técnicos y/o funcionales específicos que no pueden implementarse debido a restricciones inherentes al diseño original del sistema y/o a la imposibilidad de modificar el hardware involucrado.** **b) Documentación que acredite que la instalación fue diseñada y construida cumpliendo la normativa vigente al momento de su puesta en servicio** **c) Análisis técnico-económico del costo de adecuación versus el valor residual de la inversión y su vida útil remanente** **d) Propuesta de cumplimiento parcial o gradual de requisitos que sean técnica y económicamente viables** El Coordinador, en un plazo máximo de tres meses, deberá analizar las razones técnicas expuestas en el informe técnico y comunicar a la Comisión el análisis técnico realizado. **Este análisis deberá reconocer expresamente:** **i. El principio de no retroactividad normativa para instalaciones que cumplieron con la regulación vigente al momento de su construcción** **ii. La proporcionalidad entre el costo de adecuación y los beneficios sistémicos esperados** **iii. La imposibilidad técnica objetiva cuando las modificaciones requieran cambios estructurales en el hardware o diseño fundamental de los convertidores** La Comisión emitirá una resolución pronunciándose sobre aquellas instalaciones que técnicamente no puedan cumplir con algunas de las disposiciones establecidas en el presente Anexo, **aplicando los siguientes principios y garantías:**		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				1. Principio de no discriminación: Las instalaciones existentes no podrán ser limitadas en su despacho, remuneración o participación en el mercado por el incumplimiento de requisitos que no existían al momento de su puesta en servicio **2. Gradualidad temporal: Se establecerán plazos diferenciados según:** **- Antigüedad de la instalación (anterior a 2020, 2020-2023, 2023-2025)** **- Tipo de tecnología y generación del convertidor** **- Factibilidad técnica de las modificaciones** **3. Cumplimiento parcial admisible: Se aceptará el cumplimiento de los requisitos que sean técnicamente viables sin modificación del hardware principal** **4. Garantía de no exclusión: Las instalaciones que demuestren imposibilidad técnica objetiva mantendrán su derecho a operar hasta el término de su vida útil regulatoria** **5. Transparencia y publicidad: Todas las resoluciones serán públicas, garantizando igualdad de trato** **6. Revisión periódica: Cada 3 años se revisarán las condiciones de excepción**		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
392	Atlas Renewable Energy SpA	General	El documento no contempla una disposición transitoria específica para que los SAE declarados en construcción u operando actualmente como GFL puedan migrar ordenadamente a GFM. Si bien el TÍTULO 8 contiene un régimen general de adecuaciones, no explicita el caso particular GFL→GFM en SAE.	Nuevo Artículo 8-4: Los SAE en operación o declarados en construcción a la fecha de publicación del presente Anexo que operen en GFL y deban cumplir requisitos GFM conforme al Artículo 3-8,deberán migrar a GFM siguiendo el régimen del Art. 8-3.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
401	Pacific Hydro Chile S.A.	3-1	El numeral 3 habla de disponibilidad de energía pero no se hace cargo cuando la fuente energética primaria ya no está disponible, ya sea por no disponibilidad de sol, viento u otro insumo energétic primario, o el estado de carga/energía del sistema de almacenamiento en corriente continua ya alcanzó su umbral mínimo bajo el cual no pueden operar contractualmente las celdas de litio. En ese sentido se debe reconocer este tipo de limitaciones de los equipos y ser mencionadas. Por ejemplo, presetación asimétrica del servicio durante la operación en tiempo real.	3. Por diseño, la energía debe estar disponible de forma instantánea para el SEN, sin que se vea retrasada por algoritmos de control en el lado de corriente continua. Para efectos del presente Título, se considerará instantáneo un tiempo menor a 5 milisegundos. Esta disponibilidad instantanea deberá considerar las restricciones del energético primario, como el sol o el viento, o restricciones contractuales físicas del rango operativo de los sistemas de almacenamiento (voltajes mínimos y máximos de operación).	No se acoge	El literal menciona que la instalación por diseño, la energía debe estar disponible de forma instantánea para el SEN, lo cual no implica que la instalación deba tener disponibilidad para proveer dicha energía en todo momento.
402	Pacific Hydro Chile S.A.	3-4	El numeral 4 no da cuenta de la existencia de restricciones físicas y contractuales de los sistemas de almacenamiento en base a baterías, en específico los rangos operativos del nivel de carga, y su respectivo voltaje, para efectos de carga y descarga. Se propone que no sólo debe depender de la disponiblidad del recurso primario, sino que también de las restricciones físicas y contractuales de los equipos.	4. El funcionamiento del controlador podrá estar limitado por la disponibilidad del recurso primario, como también por las restricciones físicas de integridad operativo de los equipos o contractuales.	No se acoge	Por diseño, solo se reconoce la disponibilidad del recurso energético como limitación del funcionamiento del Controlador de Frecuencia/Potencia.
403	Pacific Hydro Chile S.A.	3-5	El artícul 3-5 presenta estrategias para garantizar la respuesta inercial de un IBR de tipo GFM al dejar capacidad ociosa o usar capacidad de sobrecarga temporal. Las tres opciones presentadas generan costos para el privado por lo que se debe remunerar de forma acorda, de lo contrario no hay incentivo o reconocimiento de estos costos incrementales. Se propone hacer un estudio	Despupes del romano iii. Incorporar el siguiente inciso "La Comisión realizará un estudio de costos o de costo de oportunidad, mediante el uso de la información de la programación de corto plazo, para efectos de valorizar y remunerar la prestación de inercia mediante IBR de tipo GFM para efectos del ejercicio de sobredimiensionamiento de lo equipos".	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			de costo o análisis de las variables duales que emanan de la restricción de inercia del software de despacho de corto plaxo (i.e. Plexos).			
447	Generadoras de Chile A.G.	General	A nivel normativo, y particularmente en el marco de la presente actualización de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, no se establece de manera explícita la relación entre los atributos de robustez de frecuencia y tensión y su participación en el mercado de servicios complementarios. Esta falta de claridad limita la capacidad de asegurar una provisión eficiente de servicios esenciales para la seguridad del sistema eléctrico y genera un grado significativo de incertidumbre para el desarrollo de futuras inversiones en sistemas de almacenamiento, especialmente aquellos con capacidades de operación en modo grid forming. La ausencia de lineamientos claros podría retrasar o desincentivar proyectos estratégicos que, de estar debidamente integrados al mercado, fortalecerían la estabilidad y resiliencia de la operación del SEN. Asimismo, respecto de las exigencias establecidas para las IBR GFL e IBR GFM, se observa que no todos los fabricantes pueden cumplir con lo establecido en la Norma Técnica y sus Anexos, principalmente porque varias de estas exigencias no se encuentran definidas de manera cuantitativa. En este sentido, se propone definir bandas o exigencias mínimas claras y objetivas para cada capacidad requerida, de manera de contar con métricas verificables que permitan tanto a los fabricantes como a los titulares de instalaciones demostrar su cumplimiento,	Se considera fundamental establecer una vinculación normativa explícita entre los atributos de robustez de frecuencia y tensión con los mecanismos de provisión de servicios complementarios.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Nuevos SSCC asociados a la Robustez del SI".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			reduciendo la discrecionalidad y facilitando la aplicación de la normativa.			
448	Generadoras de Chile A.G.	1-3	En el literal 10 del Artículo 1-3 se introduce la abreviatura (z): Factor Equivalente de Amortiguamiento. Sin embargo, esta abreviatura se utiliza únicamente una vez en todo el Anexo Técnico y no se encuentra referenciada en otros artículos ni tablas normativas. La inclusión de una abreviatura sin aplicación transversal genera complejidad innecesaria en la interpretación del texto normativo y puede inducir a confusión respecto de su relevancia operativa.	Eliminar el numeral 10 del Artículo 1-3, suprimiendo la definición de la abreviatura "(z): Factor Equivalente de Amortiguamiento".	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
449	Generadoras de Chile A.G.	1-4	En las definiciones del Artículo 1-4 se identifican las siguientes inconsistencias y oportunidades de mejora: **Numeral 7 – Inercia Sintética**: La definición actual no explicita que la respuesta inercial de las IBR GFM busca emular la inercia de una máquina síncrona, lo que constituye el fundamento técnico del concepto, y su vínculo con la energía cinética del eje rotatorio que es capaz de absorber o entregar energía de manera dinámica durante desequilibrios entre generación y consumo. La omisión puede dificultar la interpretación de los objetivos de desempeño de este atributo. **Numeral 10 – Fuente Interna de Voltaje (FIV):** Si bien en este numeral se introduce el concepto de "Fuente Interna de Voltaje", no se explicita su abreviatura "FIV", pese a que esta es utilizada posteriormente en el texto normativo. **Numeral 12 – Potencia por Salto de Fase:** Esta definición emplea la sigla "FIV" sin que esta se encuentre previamente explicitada en su definición de origen, lo que afecta la completitud y claridad del documento.	Modificar el Numeral 7 para que establezca: "Inercia Sintética: capacidad de una IBR GFM de entregar, de manera instantánea, potencia activa en respuesta a una perturbación en el sistema eléctrico, emulando la respuesta inercial de una máquina síncrona. La respuesta inicial es automática y no requiere de mediciones de frecuencia en el Punto de Conexión al SI." Modificar el Numeral 10 para que establezca: "Fuente Interna de Voltaje (FIV): es la componente fundamental de la forma de onda de tensión generada a través de dispositivos electrónicos de potencia. Esta fuente opera de manera sincronizada con el sistema eléctrico bajo condiciones normales de operación." Mantener el Numeral 12 en su redacción actual, pero garantizando la referencia correcta a la sigla "FIV" definida en el numeral 10.	No se acoge	La abreviatura de Fuenta Interna de Voltaje se señala en el artículo 1-3 del AT IBR. Respecto a la definición de inercia sintética no busca imponer un tipo de arquitectura de control en los convertidores GFM, en efecto, la frase "emula la inercia de una máquina sincrónica" trasladaría atributo a una topología específica: VSM. Cabe precisar que, hoy existen diseños GFM que entregan la potencia activa de manera instantánea sin replicar el comportamiento de una máquina síncrona, por ejemplo, controles tipo *droop* o dVOC. La literatura internacional recomienda que las especificaciones de los GFM digan relación con los resultados medibles y no establecer definiciones basadas en topologías.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
450	Generadoras de Chile A.G.	3-1	El artículo establece exigencias generales mínimas para las IBR GFM; sin embargo, se identifican diversas brechas de claridad, consistencia y enfoque regulatorio: **Literal 3 – Disponibilidad instantánea de energía:** - La exigencia de disponer energía en menos de 5 milisegundos no parece técnicamente factible, ya que la operación de los IBR requiere mediciones de tensiones y corrientes antes de generar pulsos de control, e incluso podría causar efectos no deseados por introducción de ondas de alta frecuencia a la red. - No se aclaran los mecanismos de verificación de dicho tiempo ni existe evidencia técnica que sustente su cumplimiento en condiciones reales. - Se solicita redefinir el concepto de "instantáneo", proponiendo inicialmente un umbral de 20 milisegundos en esta primera versión del AT IBR. - Adicionalmente, se requiere que la norma especifique tiempos de respuesta y ramp rate (MW/s) exigidos para la provisión de potencia activa en control rápido de frecuencia, regulación de frecuencia, regulación de potencia reactiva, respuesta ante contingencias y Black Start. - Con respecto a la disponibilidad de energía pero no se hace cargo cuando la fuente energética primaria ya no está disponible, ya sea por no disponibilidad de sol, viento u otro insumo energético primario, o el estado de carga/energía del sistema de almacenamiento en corriente continua ya alcanzó su umbral mínimo bajo el cual no pueden operar contractualmente las celdas de litio. En ese sentido se debe reconocer este tipo de limitaciones de los equipos y ser mencionadas. Por ejemplo, presetación asimétrica del	Disponibilidad instantánea de energía : "Por diseño, la energía debe estar disponible para el SEN en un tiempo instantáneo, sin retraso por algoritmos de control en el lado de corriente continua. Para efectos del presente Título, se considerará instantáneo un tiempo menor a 20 milisegundos. El Coordinador deberá definir y publicar los tiempos de respuesta y ramp rate (MW/s) requeridos para la provisión de servicios complementarios con inversores GFM." Respuesta simétrica : "Las IBR GFM deberán responder de manera simétrica ante eventos del SEN, entendiéndose por ello que la energía disponible para inyección y absorción puede diferir en magnitud, pero deberá garantizarse una operación estable dentro de los márgenes técnicos de la instalación." Respuesta inercial y corrientes de cortocircuito: "Las IBR GFM deberán ser capaces de proporcionar respuesta inercial, de acuerdo con el Artículo 3-5 del presente Anexo, y de proporcionar corrientes de cortocircuito dentro de los rangos de diseño de la instalación." Gestión de fallas y perturbaciones: "Las IBR GFM deberán gestionar fallas y perturbaciones, brindando soporte al SEN durante caídas de tensión u otras condiciones transitorias sin desconectarse, resguardando los límites técnicos de la instalación. Estos límites deberán ser definidos y aprobados ex ante por el Coordinador." Corriente de secuencia negativa: "Las IBR GFM deberán proveer corriente de secuencia negativa, resguardando los límites	Se acoge parcialmente	Las temáticas planteadas se responden en: observación ID 230, observación ID 847, respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM", respuesta tipo "Sobre las exigencias a las IBR GFM a nivel de planta o nivel de convertidor" y respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			servicio durante la operación en tiempo real. **Literal 4 – Respuesta simétrica / excepciones de respuesta asimétrica:** - La redacción actual no precisa qué se entiende por "respuesta simétrica". - Se propone aclarar que se refiere a la disponibilidad diferenciada de energía para inyección y absorción. - Se recomienda además eliminar la excepción que habilita respuestas asimétricas, ya que podrían comprometer la seguridad operativa del sistema. **Literal 8 – Gestión de fallas y perturbaciones:** - La obligación de gestionar fallas sin desconexión carece de definición de los límites técnicos de la instalación. - Se requiere que la norma establezca cómo se determinarán dichos límites, cómo serán justificados ante el SEN y de qué forma serán reconocidos ex ante por el Coordinador para evitar ambigüedades. **Literal 12 – Corriente de secuencia negativa:** - La exigencia es demasiado general al no establecer parámetros mínimos ni criterios de reposición. - Se solicita explicitar la magnitud en función de la corriente nominal, los tiempos máximos de inyección, los estándares aplicables y los criterios de restitución post-falla. **Literal 13 – Referencia al Artículo 3-6 de la NTSyCS:** - Se exige que los nuevos proyectos en redes débiles no degraden la fortaleza de áreas de tensión coherente, pero no se explicita cómo se verificará este cumplimiento. - Se requiere definir metodologías, indicadores de referencia y mecanismos de validación por parte del Coordinador.	técnicos de la instalación, conforme a parámetros definidos por el Coordinador, incluyendo magnitud relativa respecto de la corriente nominal, tiempos máximos de inyección y criterios de reposición post-falla." Cumplimiento en redes débiles: "Respecto del numeral 13, el Coordinador deberá establecer la metodología de verificación que permita asegurar que los nuevos proyectos que se conecten a una red débil no degraden la fortaleza en las áreas de tensión coherente, considerando indicadores técnicos y mecanismos de reporte estandarizados."		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Alcance regulatorio de los servicios exigidos: - El artículo establece de manera obligatoria que los IBR GFM deberán proporcionar respuesta inercial y corrientes de cortocircuito. - Esta exigencia normativa puede interpretarse como una obligación per se, sin espacio para que estos atributos sean valorizados y remunerados a través de mercados de servicios complementarios. - Se propone avanzar hacia un esquema donde dichos servicios sean incentivados mediante reglas claras de mercado, de manera que su instalación responda a criterios de costo-eficiencia y señales económicas, y no solo a exigencias de conexión.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
451	Generadoras de Chile A.G.	3-2	El artículo establece que el Controlador de Tensión de una IBR GFM debe ser autónomo y cumplir tres requisitos, pero se identifican las siguientes brechas: **Literal 1 – Tiempo de reacción instantáneo:** La exigencia de que el tiempo de reacción sea "instantáneo" carece de especificación técnica. No se definen ni el tiempo de respuesta ni el ramp-rate asociado. La ausencia de parámetros verificables genera incertidumbre en la aplicación y dificulta el diseño y validación de equipos. **Literal 2 – Operación constante del FIV en transitorios:** La definición de que "el FIV del convertidor debe mantenerse constante en periodos transitorios" resulta conceptualmente confusa, ya que una FIV estrictamente constante impediría implementar control de tensión o amortiguamiento, lo cual contradice lo establecido en el Artículo 3-1. Se requiere revisar y aclarar esta definición para asegurar coherencia con los objetivos funcionales de las IBR GFM. **Literal 3 – Inhabilitación del controlador durante inyección rápida de corriente:** La instrucción de que el controlador de tensión se inhabilite cuando opere el control de inyección rápida de corriente no refleja la práctica técnica actual de los proveedores, quienes mantienen activos los controladores de tensión aun durante la inyección, sin que ello impida la respuesta grid-forming. Además, no se aclara si la exigencia implica operar como GFL durante contingencias, lo que genera ambigüedad normativa.	"El Controlador de Tensión de una IBR GFM deberá ser autónomo, permitiéndole mantener la tensión dentro de los límites establecidos en la NTSyCS, sin requerir apoyo de otras unidades generadoras sincrónicas u otras IBR GFM. El Controlador de Tensión deberá cumplir, al menos, con los siguientes requisitos: Tiempo de reacción del controlador de tensión: El tiempo de reacción del controlador deberá ser inferior a 20 milisegundos, especificando además el ramp-rate máximo de variación de potencia activa y reactiva definido por el Coordinador. Contribución del convertidor a la estabilidad transitoria: El FIV del convertidor deberá gestionarse de manera que mantenga estabilidad en periodos transitorios, contribuyendo al control de tensión y al amortiguamiento del sistema, siempre dentro de los límites técnicos de la instalación. Operación del controlador durante inyección rápida de corriente: Durante contingencias en las que opere el control de inyección rápida de corriente, el controlador de tensión deberá coordinarse con dicho control sin quedar inhabilitado, asegurando que la IBR GFM continúe operando en modo formador de red. El Coordinador podrá definir condiciones específicas de interacción entre ambos controles, garantizando la coherencia funcional y la seguridad operativa del SEN."	Se acoge parcialmente	Respecto de la respuesta instantánea de las IBR GFM, se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM". El FIV de una IBR GFM deberá propender a mantenerse constante durante el Régimen Transitorio, esto, debido a su principio de funcionamiento que es una fuente de tensión detrás de una impedancia, lo que permite que el controlador GFM entregue una corriente que contribuye positivamente a los cambios de tensión en el sistema eléctrico. Respecto del último punto, se modifica la redacción del literal señalando que no deberá "intervenir" en la actuación del control de inyección rápida de corriente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
452	Generadoras de Chile A.G.	3-3	Las exigencias sobre los parámetros del Controlador de Tensión requieren mayor precisión y aclaración: Ajustabilidad del factor de potencia: No queda claro si dentro del "diagrama PQ" debe considerarse como parámetro ajustable el factor de potencia (PF). Dada su relevancia operativa, se solicita confirmar expresamente si el ajuste de PF forma parte de los requerimientos normativos. Interacción con el control de inyección rápida de corriente: Se requiere aclarar el modo en que el control de inyección rápida de corriente interactúa con el controlador de tensión, particularmente si se trata de un control interno del convertidor o externo al Punto de Conexión. Configuración de tiempos de reacción: Normalmente los tiempos de reacción de los controladores no son configurables durante la operación. Se requiere precisar si este ajuste debe hacerse a nivel de diseño/fabricación o si se exige capacidad de modificación operativa. Banda muerta y alcance del control: El Artículo 3-2 describe al controlador de tensión como un lazo autónomo sobre el fasor interno de voltaje. Sin embargo, en la práctica un inversor GFM no utiliza banda muerta para este control interno. Se solicita aclarar si la norma se refiere a la regulación de tensión en el Punto de Conexión (POI), lo cual correspondería a un lazo de control externo, y si en este caso la banda muerta aplica a dicho control externo.	Se recomienda lo siguiente: i. Diagrama PQ, incluyendo la posibilidad de definir factor de potencia (PF) como parámetro ajustable. ii. Parámetros del control de inyección rápida de corriente, especificando su coordinación con el controlador de tensión para asegurar una operación estable y continua en modo formador de red. iii. Tiempos de reacción, los cuales deberán establecerse en rangos definidos y ajustables, precisando cuáles son configurables durante operación y cuáles deben definirse ex ante en el diseño o en fábrica. iv. Banda muerta del controlador, aplicable en caso de lazo de regulación de tensión en el Punto de Conexión (POI), conforme a la arquitectura de control definida por el Coordinador.	Se acoge parcialmente	Se elimina el artículo que regulaba los parámetros del Controlador de Tensión, debido a que dichas disposiciones se encuentran en el artículo 6-2 del AT IBR. Asimismo, se elimina la exigencia de ajustar el diagrama PQ, toda vez que la exigencia correspondiente está establecida en el artículo 3-9 de la NTSyCS.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
453	Generadoras de Chile A.G.	3-4	Aplicabilidad a BESS stand-alone : Se requiere confirmar si las exigencias del artículo son también aplicables a inversores GFM que operan como sistemas de almacenamiento stand-alone (BESS) sin estar asociados a plantas FV o eólicas en media tensión. Sistemas de almacenamiento: no considera las restricciones físicas y contractuales, en específico los rangos operativos del nivel de carga, y su respectivo voltaje, para efectos de carga y descarga. Se propone que no sólo debe depender de la disponiblidad del recurso primario, sino que también de las restricciones físicas y contractuales de los equipos. Banda muerta: El numeral 2 establece una limitación a la banda muerta, pero la redacción actual no permite interpretar correctamente que el valor máximo aceptado es de ±30 mHz. Se solicita corregir la redacción para garantizar dicha interpretación. Disponibilidad del recurso primario y alcance de la exigencia: La exigencia de funcionalidades asociadas a IBR GFM debe reconocer que la provisión de control rápido de frecuencia depende de la disponibilidad del recurso primario. Se sugiere que esta exigencia se aplique únicamente a IBR GFM que cuenten con un componente de almacenamiento de energía, excluyendo a otros IBR que no tengan capacidad de gestión autónoma de recurso. Ajuste de parámetros y validación: Se solicita explicitar que los parámetros del controlador podrán ser modificados por instrucción del Coordinador, siempre que existan estudios o análisis que lo justifiquen, y sin exceder las limitaciones técnicas de la instalación. Dichas	Artículo 3-4 – Control Rápido de Frecuencia El presente artículo será aplicable a todos los inversores GFM, incluyendo aquellos que operen como sistemas de almacenamiento de energía stand-alone (BESS), salvo que se indique lo contrario por el Coordinador. La banda muerta del controlador deberá ser menor o igual a ±30 [mHz]. El funcionamiento del controlador podrá estar limitado por la disponibilidad del recurso primario, siempre que la planta cuente con un componente de almacenamiento que permita la gestión autónoma del servicio. Los parámetros señalados podrán ser ajustados por instrucción del Coordinador, debidamente justificada en estudios o análisis de operación del SEN, sin exceder las limitaciones técnicas de la instalación. Dichas modificaciones deberán ser validadas utilizando los modelos matemáticos previamente entregados por los Coordinados y no requerirán la realización de una nueva jornada de ensayos, salvo que existan cambios sustantivos en la configuración de la planta	Se acoge parcialmente	El alcance de la definición de IBR GFM contiene a los BESS stand alone. Se solicita revisar las respuestas a las observaciones IDs 169 y 402.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			modificaciones deberán validarse mediante modelos matemáticos ya entregados, evitando la necesidad de nuevas jornadas de ensayo que puedan exceder la factibilidad técnica de los IBR GFM.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
454	Generadoras de Chile A.G.	3-5	Definición de “respuesta instantánea”: El concepto de respuesta inercial como “instantánea” es ambiguo, ya que implica limitaciones físicas y de procesamiento en los IBR GFM. Se solicita establecer tiempos de respuesta y ramp-rate específicos, de manera que los requerimientos sean técnicamente viables. Alcances del Régimen Transitorio: Es necesario definir de manera clara qué se entiende por “Régimen Transitorio”, así como las características de la respuesta inercial exigida durante y después de este régimen. Márgenes de seguridad y reserva operativa: El artículo plantea mantener márgenes entre potencia despachada y capacidad máxima de la instalación. Sin embargo, dado que el despacho lo determina el CEN, se solicita aclarar que el agente podrá definir la estrategia y notificarla al Coordinador. Además, estos márgenes deberían ser definidos en el marco de la provisión de servicios complementarios, y no como una condición mínima de diseño. Capacidad de sobrecarga de los convertidores: Se solicita precisar los porcentajes y tiempos de sobrecarga exigidos, estableciendo que dichos parámetros deberán definirse en el marco del mercado de servicios complementarios y no como obligación de diseño base. Sobredimensionamiento de la instalación: La norma solicita sobredimensionar convertidores por sobre la potencia nominal. Se requiere especificar si existe un requerimiento porcentual mínimo y aclarar que, de exigirse, debe establecerse en el contexto de servicios complementarios, y no	Artículo 3-5 – Respuesta Inercial y Márgenes de Seguridad Las IBR GFM deberán ser capaces de proporcionar inercia sintética, entendiéndose esta como la emulación de la respuesta inercial de una máquina síncrona, conforme a lo siguiente: a) Durante el Régimen Transitorio, definido como el periodo inmediato posterior a una perturbación de frecuencia, la respuesta deberá producirse con un tiempo de reacción menor a X milisegundos y un ramp-rate no inferior a Y MW/s, valores que serán establecidos por el Coordinador mediante instrucción técnica. b) Posterior al Régimen Transitorio, la instalación deberá contar con un margen de seguridad que permita garantizar el suministro de inercia sintética, el cual podrá asegurarse mediante alguna de las siguientes estrategias: i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación. Dicho margen será determinado en el marco de la provisión de servicios complementarios. El agente propietario podrá seleccionar esta estrategia y notificarla al Coordinador, quien operará la instalación conforme a esta decisión. ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores, estableciendo los porcentajes y tiempos de sobrecarga exigidos en el marco de la provisión de servicios complementarios. iii. Sobredimensionar la instalación mediante una capacidad agregada de convertidores superior a la requerida para la potencia nominal de salida. El porcentaje de sobredimensionamiento, de requerirse, será	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM", "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM" y "Nuevos SSCC asociados a conceptos de robustez". Por otro lado, la definición de Régimen Transitorio se encuentra en el artículo 1-7 de la NTSyCS.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			como condición de conexión obligatoria. Inercia sintética como servicio: El artículo se redacta como si la provisión de inercia sintética fuese obligatoria en todos los casos, lo que podría desincentivar el desarrollo de un mercado de servicios complementarios en torno a dicho atributo. Se propone explicitar que este atributo debe ser incentivado, remunerado y desarrollado a través del marco de servicios complementarios, con reglas claras que promuevan inversiones costo-eficientes e innovadoras.	definido en el marco de la provisión de servicios complementarios y no constituirá una condición mínima de diseño de conexión. Las estrategias señaladas deberán resguardar en todo momento los límites técnicos de la instalación. La provisión de inercia sintética, control de tensión, control de frecuencia y control de corriente rápida será incentivada y remunerada a través de mecanismos de servicios complementarios, con el fin de promover inversiones eficientes y tecnológicamente viables.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
455	Generadoras de Chile A.G.	3-6	Definición de “respuesta instantánea”: Se solicita especificar un tiempo de respuesta y ramp-rate claros para evitar ambigüedades. Parámetros técnicos a informar: Confirmar que los Coordinados deberán reportar al Coordinador al menos: - capacidad de respuesta (ramp-rate), - precisión en compensación del desbalance de tensión, - estabilidad sin oscilaciones, - eficiencia y confiabilidad del control, - calidad de onda posterior a la compensación (distorsión armónica), - capacidad de soporte de variaciones de carga, - coordinación con protecciones y regulación de tensión. Ángulo máximo de salto de fase: El requisito de 30° entra en conflicto con el estándar IEEE 2800. Se propone reducirlo a ≤ 25°, asegurando respuesta lineal y controlada, sin activar limitación de corriente. El punto de operación en estado estable deberá considerar como referencia 0°. Claridad en transitorios: Se requiere diferenciar explícitamente el transitorio asociado al salto de fase en el numeral 2 y el del numeral 3, ya que hoy la redacción es ambigua.	El tiempo de respuesta del controlador deberá ser definido de manera explícita, con parámetros de referencia de tiempo de reacción y ramp-rate, garantizando una respuesta efectiva y verificable. El ángulo máximo de salto de fase deberá permitir una respuesta lineal y controlada, sin activar las funciones de limitación de corriente, considerando como punto de operación normal un ángulo de referencia cercano a 0° en estado estable. El ángulo máximo de salto de fase deberá ser menor o igual a 25°, en concordancia con estándares internacionales (IEEE 2800). Los Coordinados deberán entregar al Coordinador la información técnica relativa a las características de desempeño del control activo de salto de fase, incluyendo al menos: - capacidad de respuesta (ramp-rate), - precisión en la compensación de desbalance de tensión, - estabilidad del control (ausencia de oscilaciones), - eficiencia y confiabilidad, - calidad de onda (distorsión armónica posterior a la compensación), - capacidad de soporte frente a variaciones de carga, - coordinación con protecciones y regulación de tensión. Se deberá precisar la diferencia entre el transitorio asociado al salto de fase indicado en el numeral 2 y el transitorio indicado en el numeral 3, a fin de evitar ambigüedades en su aplicación.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM". La información técnica que se le solicitará a las IBR GFM se encuentra estipulada en el artículo transitorio 7-6 del AT IBR.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
456	Generadoras de Chile A.G.	3-7	Se solicita mayor precisión técnica y conceptual: - Se debe aclarar el alcance del amortiguamiento, especificando si aplica a interacciones entre IBR GFL y/o GFM, y reconocer que la exigencia de potencia activa frente a oscilaciones electromecánicas puede no ser coherente con las capacidades reales de los IBR. - Es necesario explicitar el grado de amortiguamiento esperado, los rangos de frecuencia relevantes y la metodología de cálculo para su determinación y verificación. - La configuración y ajustes de amortiguamiento deben definirse en la etapa de estudios del proceso de interconexión y en función de las condiciones del sistema en el Punto de Conexión. Debe establecerse bajo qué circunstancias el Coordinador podrá exigir modificaciones, resguardando que no se soliciten cambios en parámetros internos no disponibles por los fabricantes. - La configuración de los convertidores no debe introducir nuevos modos oscilatorios inestables ni agravar los existentes; se requiere establecer criterios de verificación. - El amortiguamiento de oscilaciones subsíncronas debe enfocarse principalmente en plantas con IBR GFL en redes débiles, sin perjuicio de la contribución que los IBR GFM puedan realizar dentro de sus capacidades.	Las instalaciones IBR GFM deberán ser capaces de contribuir al amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas y subsíncronas indeseadas del SEN, de acuerdo con sus capacidades técnicas y respetando la naturaleza física de los fenómenos involucrados. El grado de amortiguamiento requerido, los rangos de frecuencia aplicables y la metodología de cálculo para su determinación y verificación deberán ser definidos en la Norma Técnica, asegurando un marco uniforme y verificable. Las características de amortiguamiento deberán poder configurarse mediante software en la etapa de conexión de la instalación, en función de las condiciones del sistema en el Punto de Conexión. El Coordinador deberá especificar de manera explícita las circunstancias en que podrá requerir ajustes, sin exigir modificaciones en parámetros internos de control que no sean accesibles según la práctica habitual de los fabricantes. La configuración de los convertidores no deberá introducir modos oscilatorios inestables ni exacerbar modos existentes. La verificación de este requisito se realizará mediante estudios y modelos matemáticos validados de las instalaciones. El requisito de amortiguamiento de oscilaciones subsíncronas se aplicará principalmente a interacciones entre plantas con inversores Grid Following, especialmente en condiciones de redes débiles. Los IBR GFM podrán contribuir en la medida que lo permitan sus características técnicas y su diseño funcional.	Se acoge parcialmente	Se ajusta las disposiciones del artículo observado de acuerdo con el tenor de lo solicitado.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
457	Generadoras de Chile A.G.	3-8	Definición de “instantáneo”: Se solicita precisar tiempos de respuesta y ramp-rate para la exigencia de que las IBR GFM suministren corriente reactiva de manera “instantánea”, ya que el término es ambiguo. Capacidad de respuesta y estado de carga en BESS: Se requiere aclarar si la exigencia de aportar el 100% de la capacidad nominal de corriente de cortocircuito en 30 ms aplica también a sistemas BESS con inversores GFM, considerando el estado de carga mínimo necesario para cumplir con la prestación. Ejemplos y valores numéricos poco realistas: El ejemplo de 1.5 p.u. de corriente máxima no es representativo de la mayoría de los inversores y puede inducir confusión. Además se propone ajustar el tiempo exigido de 30 ms a 40 ms, en línea con referencias internacionales. Definiciones conceptuales y figuras: Revisar el término “falla balanceada” que no está definido al inicio del documento. Ajustar las figuras para representar adecuadamente el área de operación y sombrear el rango válido y clarificar cómo se espera que el IBR GFM entregue corriente reactiva mayor a la preexistente antes de la contingencia. Priorización y límites técnicos: El artículo debe establecer explícitamente que los requisitos se cumplirán respetando los límites técnicos de las instalaciones y la disponibilidad de recursos primarios. Mercados e incentivos: En vez de establecer una exigencia. Se propone incentivar y remunerar estos servicios (inercia, tensión, frecuencia, corriente rápida) mediante mecanismos de mercado como servicios	Claridad en tiempos y parámetros: “Las IBR GFM deberán ser capaces de suministrar corriente reactiva conforme a un tiempo de respuesta y ramp-rate definidos por el Coordinador, en ningún caso superiores a los límites técnicos de la instalación.” Aplicación a BESS: “En el caso de sistemas BESS con inversores GFM, la obligación de provisión de corriente de cortocircuito estará supeditada a que el estado de carga permita la entrega efectiva de esta prestación.” Valores de referencia: “Los requisitos de inyección rápida de corriente deberán considerar, como mínimo, un aporte mayor o igual a 1 p.u. de la capacidad nominal de corriente de cortocircuito, en un plazo máximo de 40 milisegundos, salvo que se justifique técnicamente otro valor.” Definiciones y representaciones gráficas: “El documento deberá incluir la definición de ‘falla balanceada’ y precisar que los requisitos aplican también a fallas de distinta naturaleza. Las figuras deberán representar de forma explícita el área de operación, con sombreado que muestre la zona de cumplimiento de la inyección de corriente.” Priorización técnica: “Las exigencias deberán aplicarse priorizando en todo momento los límites técnicos de la instalación y la disponibilidad del recurso primario.” Enfoque de mercado: “El cumplimiento de estas exigencias no exime que servicios como control de tensión, frecuencia, inercia o inyección rápida de	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 11.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			complementarios, para favorecer eficiencia, señales de inversión e innovación.	corriente puedan ser incentivados y remunerados a través de mecanismos de mercado de servicios complementarios, asegurando eficiencia y viabilidad económica.”		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
458	Generadoras de Chile A.G.	3-9	Se requiere mayor claridad respecto de la capacidad de los IBR GFM para operar en isla eléctrica. Se debe explicitar que dicha capacidad no constituye una exigencia mínima para la conexión de instalaciones, sino una funcionalidad adicional que puede presentarse en determinados proyectos. Además, la redacción del literal 3 resulta ambigua, ya que al operar en condición de isla la instalación ya se encuentra desconectada del SI. Se recomienda reformular para asegurar precisión conceptual y evitar interpretaciones erróneas.	En caso que una instalación IBR GFM disponga de la funcionalidad de operar en Isla Eléctrica, deberá cumplir con las siguientes exigencias: a) Funcionar de manera estable ante fallas o perturbaciones ocurridas en la Isla Eléctrica, siempre que estas no activen los sistemas de protección que desconecten la instalación de la propia Isla. Esta exigencia será aplicable únicamente cuando la instalación cuente con suficiente energía almacenada o recurso primario disponible para mantener la operación en condiciones seguras.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 175.
459	Generadoras de Chile A.G.	3-10	Se considera necesario precisar que la capacidad de partida autónoma para instalaciones IBR GFM no corresponde a una exigencia mínima de conexión, sino a una funcionalidad adicional opcional, dependiente de las características técnicas de diseño del convertidor. Asimismo, se observa que la exigencia de energizar transformadores o motores auxiliares no puede aplicarse de manera generalizada, ya que su factibilidad depende de la relación entre la potencia nominal del convertidor y la capacidad de los equipos a energizar. En aquellos casos en que la instalación cuente con esta capacidad, se deberá definir previamente la potencia de los servicios auxiliares y la corriente de irrupción de los transformadores a alimentar, y establecer que las exigencias técnicas aplican únicamente en la medida que resulten viables según el diseño del equipo. Finalmente, se propone que las condiciones específicas de prestación y remuneración de este servicio se regulen en la Norma Técnica de Servicios Complementarios.	... La capacidad de partida autónoma de una instalación IBR GFM no constituye una exigencia mínima de conexión, sino una funcionalidad adicional que podrá implementarse en la medida que sus características técnicas de diseño lo permitan. Una IBR GFM que cuente con capacidad de partida autónoma deberá cumplir con las siguientes exigencias: a) Considerar en su diseño la potencia de los servicios auxiliares a energizar y la corriente de irrupción de los transformadores que deban ser alimentados. b) Suministrar corrientes de entrada adecuadas para la energización de transformadores y/o el arranque de motores auxiliares de unidades generadoras sincrónicas, siempre que ello sea técnicamente viable de acuerdo con la potencia nominal del convertidor y las características de los equipos asociados. c) Funcionar de manera estable durante la secuencia de partida, evitando la activación indebida de protecciones y la introducción de inestabilidades en el sistema eléctrico. Las características técnicas y criterios de aplicación de este servicio deberán definirse	Se acoge parcialmente	En efecto, el servicio de Partida Autónoma corresponde a una exigencia opcional para las IBR GFM. Asimismo, se reconoce que su verificación de desempeño deberá realizarse en el proceso de conexión de la instalación, acompañado de un estudio correspondiente. Por otro lado, el servicio de Partida Autónoma deberá, paralelamente, verificarse de acuerdo con la normativa vigente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				en el proceso de conexión de la instalación, en función de las condiciones del sistema eléctrico en el Punto de Conexión. Las definiciones específicas y condiciones para la prestación y remuneración de este servicio serán establecidas en la Norma Técnica de Servicios Complementarios.		
460	Generadoras de Chile A.G.	3-11	En particular, no queda claro qué se entiende por “actualizable a GFM” ni cómo se acreditaría, reconocerían o remunerarían estas funcionalidades adicionales, lo que puede afectar los incentivos para el desarrollo de sistemas de almacenamiento. Asimismo, la aplicación indiscriminada de esta exigencia a instalaciones ya en operación o en proceso de Declaración de Construcción puede resultar técnicamente inviable o económicamente desproporcionada, requiriéndose excepciones debidamente justificadas. Por otra parte, la norma debería resguardar la neutralidad tecnológica, de manera que las exigencias GFM se determinen con base en el Estudio de Requerimientos de Robustez que	Los Sistemas de Almacenamiento de Energía o las componentes de almacenamiento de una CRCA que se encuentren conectados al SEN deberán cumplir con las exigencias de operación definidas en el Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN, elaborado por el Coordinador conforme a lo establecido en el Artículo 3-10 del Anexo Técnico de Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez. En función de dicho Estudio, estas instalaciones podrán ser requeridas a implementar tecnología IBR con capacidad de formación de red (GFM) o, cuando corresponda, a operar en esquemas alternativos de conformidad con las	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la obligatoriedad de capacidad GFM en SAE y CRCA".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			realiza el Coordinador, considerando las condiciones del sistema eléctrico y evitando imponer obligaciones uniformes que podrían desincentivar inversiones en ciertas tecnologías y/o estar promoviendo acciones sistémicas ineficientes.	necesidades de robustez del sistema. Cuando se establezca la obligación de contar con tecnología IBR GFM, las instalaciones deberán ser diseñadas con dicha característica o, en su defecto, contar con la posibilidad de actualización técnica, entendida como la incorporación de funcionalidades mediante modificaciones certificadas por el fabricante. Las condiciones de reconocimiento y remuneración de esta funcionalidad adicional serán definidas en la Norma Técnica de Servicios Complementarios. En el caso de instalaciones existentes en operación o en proceso de Declaración de Construcción a la fecha de publicación del presente Anexo, que técnicamente no puedan cumplir con la implementación de la tecnología IBR GFM, los titulares deberán informar esta situación al Coordinador en un plazo máximo de doce meses, acompañando un informe técnico que justifique la imposibilidad de cumplimiento. El Coordinador dispondrá de tres meses para analizar los antecedentes y remitir su informe a la Comisión, la cual resolverá mediante resolución fundada.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
461	Generadoras de Chile A.G.	4-1	No se definen numéricamente los valores de tolerancia para el rango de saltos de fase en el Punto de Conexión, lo que genera incertidumbre y dificulta el diseño y evaluación de los proyectos. Estos valores deberían ser proporcionados por el Coordinador, de acuerdo con normativa internacional comparable. En segundo lugar, las exigencias de conmutación dinámica entre prioridad de corriente activa y reactiva presentan limitaciones técnicas, dado que esta funcionalidad depende de la configuración del fabricante y no siempre es posible de implementar en operación en tiempo real. Asimismo, la obligación de verificar que los IBR GFL no degraden la fortaleza de la red es discutible, ya que esta tecnología no está diseñada para aportar robustez sistémica. Por tanto, imponer este requerimiento a instalaciones existentes es técnicamente inviable y no se ajusta al propósito de este equipamiento. Finalmente, se observa que parte de las disposiciones de este artículo corresponden más bien a aspectos operativos que debiesen ser tratados en la Norma Técnica de Programación de la Operación y en la Norma de Servicios Complementarios, resguardando así la consistencia y coherencia regulatoria que debe primar en el sector.	Ante saltos de fase de la tensión en el Punto de Conexión al SI, en Estado Normal o Alerta, la instalación deberá continuar operando de forma estable conectada al SEN, de acuerdo con los valores límites de saltos de fase que determine y publique el Coordinador en la normativa correspondiente. Durante la operación en condición de falla, el sistema de control de la instalación deberá poder configurarse para operar con prioridad de corriente activa o de corriente reactiva, según la factibilidad técnica definida por el fabricante. Por defecto, ante caídas de tensión fuera de la banda de operación del Controlador de Tensión, la instalación deberá operar conforme a lo dispuesto en el Artículo 4-5 del presente Anexo. … Para nuevas instalaciones IBR GFL que se interconecten al SEN, el Coordinador podrá requerir la verificación, mediante un estudio, de lo señalado en la letra j) del Artículo 3-6 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios. Esta exigencia no será aplicable a instalaciones en operación ni a aquellas en proceso de construcción con Declaración de Instalación aprobada. … El control primario de frecuencia será exigible al Power Plant Controller (PPC) y no directamente a los IBR GFL.	Se acoge parcialmente	Respecto del máximo salto de fase tolerado por las IBR GFL, se solicita revisar la respuesta a la observación ID 386. El objetivo del Artículo 4-1 no es establecer un cambio de prioridad dinámico (en tiempo real) durante una falla, sino definir un ajuste de prioridades de carácter ex ante, solicitado sobre la base de los resultados del Estudio de Análisis de Robustez del SEN vigente, y aplicado mediante los procedimientos y plazos establecidos en la normativa vigente. Respecto del concepto de no degradación de la red, se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
462	Generadoras de Chile A.G.	4-3	El artículo 4-3 presenta parámetros técnicos que requieren revisión por inconsistencias y falta de factibilidad práctica. En particular, el tiempo de asentamiento exigido en el literal e) resulta incoherente al ser menor que el tiempo de subida del literal d), cuando debería ser mayor; asimismo, la exigencia de tiempos de reacción menores a 200 ms (literal c) no resulta técnicamente viable considerando los procesos de medición, cálculo y respuesta de los equipos. A su vez, parámetros como el tiempo de subida de 1.000 ms (literal d)) y la sobreoscilación máxima de 5% (literal g)) dependen de la fortaleza de la red, debiendo ser verificados mediante estudios específicos. En el literal k), los ajustes a nivel de aerogeneradores sólo pueden realizarse de forma estática tras estudios previos, sin posibilidad de ajustes dinámicos en tiempo real. Respecto a los modos de control (literales i y j), se solicita clarificar que son mutuamente excluyentes y operan en base a valores de consigna, además de revisar la inconsistencia entre la exigencia de ±5% de Snom para IBR GFL y el requerimiento cercano a 31% de potencia nominal en modo PQ. Finalmente, el párrafo que faculta al Coordinador a determinar ajustes específicos debería precisar que dichos ajustes deben estar en concordancia con la disponibilidad de recurso y las limitaciones técnicas de los fabricantes, resguardando así la seguridad y viabilidad de la operación.	a) Estar diseñado para operar en cualquiera de los siguientes modos de control, los cuales son excluyentes entre sí y funcionan en base a un valor de consigna: i. Regulación de tensión; Cuando la tensión en el Punto de Conexión al ST exceda ±10% de Δ, el sistema de control de tensión en operación normal deberá inhabilitarse y operar conforme a lo establecido en el Artículo 4-5 del presente Anexo. ii. Regulación del factor de potencia; y, iii. Regulación de potencia reactiva. b) [...] c) El Tiempo de Reacción deberá ser inferior a 200 [ms], de acuerdo con la factibilidad técnica informada por el fabricante. d) El Tiempo de Subida deberá ser inferior a 1 [s]. El Coordinador, justificadamente, podrá instruir un tiempo mayor, sin exceder los 30 [s], de acuerdo con la factibilidad técnica informada por el fabricante. e) El Tiempo de Asentamiento deberá ser mayor al tiempo de subida definido en el literal d), conforme a las definiciones técnicas aplicables. f) [...] g) La sobreoscilación, definida como la diferencia entre el valor máximo de salida y el valor final estabilizado, dividida por el cambio real en la salida y expresado como porcentaje, no deberá ser mayor a un 5%, de acuerdo con la factibilidad técnica informada por el fabricante. h) [...]	Se acoge parcialmente	Respecto del tiempo de establecimiento, se solicita revisar la respuesta a la observación ID 869. Respecto de los modos de operación del Controlador de Tensión, se solicita revisar la respuesta a la observación ID 943. Finalmente, se solicita revisar la respuesta tipo "Factibilidad técnica informada por el fabricante".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				i) [...] j) [...] k) El sistema deberá incorporar un umbral de tensión configurable para la activación de la operación ante fallas, cuyo valor por defecto será de ±10% de Δ. Cuando la tensión en el Punto de Conexión al ST exceda dichos límites, el sistema de control de tensión en operación normal deberá inhabilitarse y la operación deberá ajustarse a lo establecido en el Artículo 4-5 del presente Anexo, todo ello de acuerdo con la factibilidad técnica informada por el fabricante. Sin perjuicio de lo establecido en el presente artículo, el Coordinador determinará los ajustes específicos que deberán implementar las IBR GFL para cada uno de los requerimientos indicados, en atención a la seguridad y calidad de servicio, y de conformidad con lo establecido en el Artículo 3-5 de la NTSyCS. Las exigencias anteriores deberán considerar, en todo momento, los límites técnicos de la instalación, así como la disponibilidad del recurso primario.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
463	Generadoras de Chile A.G.	4-4	Se observa que el artículo no especifica un límite para el tiempo de activación, lo que puede generar incertidumbre en el cumplimiento de la exigencia. De acuerdo con la recomendación de fabricantes de turbinas eólicas de referencia internacional, se propone establecer un tiempo máximo de activación de 30 ms, considerando la factibilidad técnica de los equipos. Asimismo, se enfatiza que cualquier ajuste adicional que determine el Coordinador debe estar acorde a la disponibilidad de recurso y a las limitaciones técnicas del fabricante, de manera de asegurar una operación segura y factible de implementar.	a) La operación ante fallas deberá activarse automáticamente dentro de un tiempo no superior a 30 [ms] desde la detección de la condición de baja tensión, de acuerdo con la factibilidad técnica informada por el fabricante. Sin perjuicio de lo establecido en el presente artículo, el Coordinador determinará el ajuste específico que deberán implementar las IBR GFL para cada uno de los requerimientos indicados, en atención a la seguridad y calidad de servicio, y de conformidad con lo establecido en el Artículo 3-5 de la NTSyCS. Las exigencias anteriores deberán considerar, en todo momento, los límites técnicos de la instalación, así como la disponibilidad del recurso primario.	Se acoge parcialmente	Se modifica el tiempo de activación del modo de operación ante fallas de acuerdo con lo observado por el agente. Respecto de las limitaciones técnicas informadas por el fabricante, se solicita revisar la respuesta tipo "Factibilidad técnica informada por el fabricante".
464	Generadoras de Chile A.G.	4-6	De acuerdo con lo informado por fabricantes de turbinas eólicas, no es factible realizar la conmutación de prioridad de corriente reactiva a activa en tiempo real durante un evento de falla, ya que dicha modificación requiere ajustes parametrizados en el sistema de control a nivel de cada aerogenerador, los cuales deben ser definidos y activados previamente mediante software. En este sentido, se solicita aclarar si la instrucción establecida en el artículo apunta a una modificación dinámica durante la falla o bien a una configuración previa. Asimismo, dado que este tipo de cambios requieren intervención del fabricante y pueden involucrar ajustes en el control de la inyección de corriente, se propone establecer plazos adecuados para la ejecución de estas instrucciones, junto con transparentar los fundamentos técnicos que sustenten la decisión del Coordinador.	(...) Lo anterior se realizará de forma previa y no durante la operación real en la falla. El Coordinado tendrá un plazo máximo de ejecución de treinta (30) días para implementar la instrucción, salvo que existan impedimentos técnicos debidamente justificados.	Se acoge parcialmente	El objetivo del Artículo observado es definir un ajuste de prioridad de inyección de corriente de carácter ex ante, solicitado sobre la base de los resultados del Estudio de Análisis de Robustez del SEN, y no establecer un cambio de prioridad dinámico (en tiempo real) durante una falla.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
465	Generadoras de Chile A.G.	4-7	De acuerdo con lo informado por fabricantes de turbinas eólicas, la modificación de la configuración de la banda muerta desde 200 mHz hacia un valor reducido de 30 mHz puede generar solicitudes de carga excesivas e inducir interacciones no deseadas entre el Power Plant Controller (PPC) y los aerogeneradores (WTG). Esta condición podría afectar negativamente el desempeño del sistema, además de provocar un desgaste prematuro en componentes del aerogenerador, comprometiendo su vida útil y confiabilidad operativa. En este contexto, y considerando lo indicado en el artículo respecto a que el Coordinador determinará los ajustes específicos a implementar, resulta necesario que dichos ajustes se establezcan de acuerdo con la disponibilidad de recurso y las limitaciones técnicas de los fabricantes, garantizando siempre una operación segura.	"… La banda muerta deberá ser inferior a ±30 [mHz], lo anterior de acuerdo a la factibilidad técnica informada por el fabricante." "Sin perjuicio de lo establecido en el presente artículo, el Coordinador determinará el ajuste específico que deberán implementar las IBR GFL para cada uno de los requerimientos indicados, en atención a la seguridad y calidad de servicio, y de conformidad con lo establecido en el Artículo 3-5 de la NTSyCS. Las exigencias anteriores deberán considerar, en todo momento, los límites técnicos de la instalación, así como la disponibilidad del recurso primario."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Factibilidad técnica informada por el fabricante".
466	Generadoras de Chile A.G.	5-1	El artículo establece que los coordinados deberán entregar modelos EMT, sin precisar el formato requerido. Dada la diversidad de fabricantes y proveedores, se propone aclarar que estos modelos podrán entregarse en cualquier software, siempre que permitan simulaciones precisas de las respuestas de la instalación. Asimismo, debe corregirse la redacción del numeral 7, reemplazando "ser señalado" por "deberá ser" o "será". Se sugiere explicitar la posibilidad de entregar modelos RMS además de EMT, ya que, en ciertos casos (por ejemplo, en parques eólicos), el uso exclusivo de EMT podría no ser necesario ni factible. En este sentido, se propone exigir la entrega de modelos en ambos formatos (RMS y EMT), lo que permitiría una evaluación más completa. Adicionalmente, considerando que la información relativa a estrategias de control y construcción de modelos constituye propiedad intelectual del fabricante, se recomienda que	"… Los coordinados deberán entregar modelos EMT de sus instalaciones. Se solicita indicar si dicha entrega tendrá algún formato específico. El modelo deberá operar en un software de simulación especializado en análisis de transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia. El software en el cual funcionan los modelos será señalado en la guía indicada en el numeral 4 del presente artículo, y podrá ser entregado según el software del proveedor o fabricante. Deben ser modelos OEM que permitan realizar simulaciones precisas de las respuestas de la instalación en su conjunto ante eventos. Estos modelos deberán reflejar las características técnicas propias de su diseño como, por ejemplo: componentes específicos, configuraciones, controles, protecciones, entre otros. En caso de que el fabricante no disponga de estos modelos, se permitirá el uso	No se acoge	Con respecto al sofware para entregar los modelos EMT, se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el software utilizado para los modelos EMT". Respecto a los modelos EMT, no se solicitarán detalles específicos de los modelos, debido a que estos varían dependiendo de la aplicación. Sin perjuicio de lo anterior, se indica que los modelos EMT deberán ser tipo OEM y representar fielmente el comportamiento de la planta. En el artículo 2-1 del AT IBR, ya se establece como obligación del Coordinador resguardar la confidencialidad y reserva de la información que tenga carácter comercial o económico sensible.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			el Coordinador suscriba acuerdos de confidencialidad para garantizar el resguardo de dicha información sensible.	de modelos estándar de librería que reflejen adecuadamente el comportamiento de los controladores de planta, con la correspondiente información respaldada por el fabricante. La información relativa a la estrategia de control, parametrización y particularidades del modelo será tratada bajo acuerdos de confidencialidad por parte del Coordinador, con el fin de resguardar la propiedad intelectual de los fabricantes. (…) 7. El modelo deberá operar en un software de simulación especializado en análisis de transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia. El software en el cual funcionan los modelos será señalado en la guía indicada en el numeral 4 del presente artículo.”		
467	Generadoras de Chile A.G.	5-2	Se solicita que el Coordinador defina de manera explícita, y con antelación, los requerimientos que deberán cumplir los modelos para la evaluación de armónicos, de modo que puedan ser incorporados de manera adecuada por el proveedor o fabricante en el modelo EMT. Asimismo, se observa que el numeral 6 depende fuertemente de información sensible del fabricante, como la estrategia de control, particularidades del modelo y construcción, que constituyen propiedad intelectual. Por ello, se recomienda establecer acuerdos de confidencialidad por parte del Coordinador para resguardar esta información.	“… El proveedor o fabricante del convertidor deberá especificar si el modelo EMT suministrado es adecuado para estudios de impacto armónico. En caso contrario, deberá proporcionar un modelo alternativo que permita realizar dichos estudios. Para estos efectos, el Coordinador deberá definir explícitamente, de forma previa, los requerimientos que deberá cumplir el modelo para la evaluación de armónicos, a fin de que sean considerados oportunamente por el proveedor o fabricante. La información requerida deberá incluir las características técnicas y parámetros necesarios para la adecuada representación de la instalación. En caso de involucrar información sensible, como estrategias de control o particularidades propias del diseño del fabricante, esta será entregada bajo acuerdos de confidencialidad suscritos con el	Se acoge parcialmente	Se ajusta la redacción del numeral 7 del artículo observado incluyendo que el Coordinador deberá definir, de forma previa, los requerimientos que deberá cumplir los modelos para la evaluación de armónicos. En el artículo 2-1 del AT IBR, ya se establece como obligación del Coordinador resguardar la confidencialidad y reserva de la información que tenga carácter comercial o económico sensible.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				Coordinador, con el fin de resguardar la propiedad intelectual.”		
468	Generadoras de Chile A.G.	7-1	Se solicita clarificar el cálculo del factor (z) señalado en el numeral 21, ya que no queda definido en el texto actual. Además, se destaca que los proveedores de inversores comerciales generalmente no entregan un diagrama de Nichols para mostrar márgenes de ganancia y fase, por lo que la obtención de dichos parámetros requeriría un escaneo o estudio de impedancia en frecuencia (ya sea mediante hardware real o modelos EMT). Esto constituye un proceso adicional para los propietarios y fabricantes de inversores. Como alternativa, se recomienda que la Norma Técnica defina explícitamente las condiciones operativas bajo las cuales debe generarse este diagrama, considerando que se trata de una representación lineal de un sistema de control que incorpora no linealidades relevantes (despacho, nivel de señal inyectada, rangos de frecuencia, si se realiza sobre modelo o hardware, etc.).	“… 21. Factor Equivalente de Amortiguamiento	No se acoge	El artículo observado sólo exige la entrega del factor equivalente de amortiguamiento dentro de la información técnica que debe proporcionar el propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, la instalación. No específica el método de obtención ni las condiciones operativas específicas para su generación.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
469	Generadoras de Chile A.G.	8-1	La implementación de los requerimientos vinculados a la tecnología Grid Forming (GFM) requiere análisis técnicos especializados que involucren a fabricantes internacionales de equipos, consultores expertos en modelación de sistemas eléctricos y pruebas específicas coordinadas con el Coordinador Eléctrico Nacional. Estas actividades comprenden la validación de modelos de control, simulaciones de comportamiento dinámico y pruebas de respuesta ante eventos de red, entre otras, las cuales deben desarrollarse en paralelo con la operación de las unidades y, en algunos casos, junto con los procedimientos de verificación y habilitación de los SSCC. Adicionalmente, se propone incorporar una disposición transitoria que establezca que, dentro de un plazo definido, la Comisión Nacional de Energía (CNE) deberá ratificar el tiempo mínimo instantáneo en que la energía proveniente de un IBR GFM debe estar disponible, sobre la base de la experiencia técnica real observada en la operación de estos equipos.	"… La implementación de los requerimientos establecidos en este artículo deberá considerar la ejecución de análisis técnicos especializados, incluyendo la validación de modelos de control, simulaciones de comportamiento dinámico y pruebas de respuesta ante eventos de red, en coordinación con el Coordinador Eléctrico Nacional y con la participación de fabricantes y consultores expertos. Dichas actividades deberán desarrollarse en paralelo a la operación de las unidades y, cuando corresponda, en conjunto con los procedimientos de verificación y habilitación de los SSCC. Dentro de los próximos 24 meses siguientes a la publicación en el Diario Oficial de la resolución exenta que aprueba el presente Anexo Técnico de IBR, la Comisión Nacional de Energía deberá ratificar el tiempo mínimo instantáneo en que la energía proveniente de un IBR GFM deberá estar disponible. Las disposiciones asociadas a las IBR GFM establecidas en los Títulos 3, 5 y 7 del presente Anexo, entrarán en vigor veinticuatro meses después de la fecha de publicación de su resolución exenta en el Diario Oficial."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
470	Generadoras de Chile A.G.	8-3	Se observa que la implementación de los requerimientos para IBR GFL, al igual que en el caso de los GFM, requiere de análisis técnicos especializados que deben involucrar a fabricantes internacionales, consultores expertos y coordinación con el Coordinador Eléctrico Nacional, incluyendo validación de modelos, simulaciones dinámicas y pruebas de respuesta ante eventos de red. En este contexto, el artículo establece que los Coordinados titulares de instalaciones IBR GFL deberán presentar un plan de adecuaciones en un plazo no superior a nueve meses, lo cual	Para dar cumplimiento a las exigencias indicadas en el Título 4, los titulares de las IBR GFL conectadas al SEN, así como los titulares de las IBR GFL que se encuentren declaradas en construcción conforme a lo dispuesto en el artículo 72°-17 de la Ley al momento de la publicación del presente Anexo, deberán presentar al Coordinador, en un plazo no superior a dieciocho meses contado desde dicha publicación, un plan de adecuaciones que les permita cumplir con lo establecido en el presente Anexo Técnico, salvo lo indicado en el numeral 5 del artículo 4-1 del presente	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			resulta insuficiente dado que dichas adecuaciones requieren estudios complejos y coordinaciones con fabricantes; por ello, se sugiere ampliar este plazo a un año. Asimismo, se dispone que para el caso de instalaciones que técnicamente no puedan cumplir con los requisitos, los titulares deben notificar esta situación al Coordinador en un plazo de tres meses desde la publicación del Anexo. Considerando que la justificación de este incumplimiento requiere estudios detallados y validaciones de los fabricantes, se propone extender dicho plazo también a un año. Finalmente, se solicita precisar los criterios bajo los cuales se considerará que existe un impedimento técnico para cumplir las disposiciones normativas, así como el rol de la CNE en la evaluación y ratificación de tales impedimentos. En este sentido, debieran contemplarse medidas complementarias que permitan mantener la seguridad y calidad de servicio, resguardando en todo momento la coherencia regulatoria y los límites técnicos de las instalaciones.	Anexo. En el caso de las instalaciones que técnicamente no puedan cumplir con los requisitos antes señalados, los titulares deberán notificar esta situación al Coordinador en un plazo máximo de un año a partir de la publicación del presente Anexo, justificando la imposibilidad técnica mediante un informe técnico. El Coordinador, en un plazo máximo de tres meses contado desde la recepción del informe, deberá analizar las razones técnicas expuestas y remitir dicho análisis a la Comisión. La Comisión emitirá una resolución sobre la procedencia de lo informado, pudiendo establecer medidas complementarias en subsidio al incumplimiento.		
499	Sonnedix Chile Holding SpA	1-2	Del alcance, no se entiende explícitamente que este Anexo no aplican a los segmentos de PMGD y Netbilling, que también son centrales IBR. Sin embargo, estos segmentos tienen NTs específicas con sus requerimientos específicos, por lo que se sugiere dejar explícito que estas exigencias aplican a centrales conectadas en transmisión.	Artículo 1-2 Alcance Las disposiciones establecidas en el presente Anexo Técnico serán aplicables a las Instalaciones Basadas en Convertidores que se encuentren interconectados o que se vayan a interconectar **al sistema de transmisión** del Sistema Eléctrico Nacional.	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
500	Sonnedix Chile Holding SpA	4-5	El artículo indica que "en condiciones de operación ante fallas, la instalación deberá priorizar la inyección de corriente reactiva.". ¿Esto implica que la potencia activa podría disminuir, por ejemplo, hasta 0 en la medida que se inyecta corriente reactiva máxima? Se sugiere aclarar.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
501	Sonnedix Chile Holding SpA	4-6	Se sugiere establecer que el cambio indicado en el artículo no debe exceder las capacidades de la planta. Asimismo, el plazo para el cambio debe ser coordinado con el propietario producto de la disponibilidad de los especialistas/fabricantes requeridos para los ajustes. Asimismo, y considerando que esto sería un cambio a la regla general y un requerimiento para la seguridad del sistema, se sugiere remunerar estos costos de habilitación a nivel de SSCC.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
502	Sonnedix Chile Holding SpA	4-8	Se entiende que este artículo está planteado en la lógica de un cambio voluntario por parte del propietario. Al respecto, se sugiere explicitar lo anterior. Adicionalmente, en el caso de que alguna reconversión fuera necesaria producto de un requerimiento sistémico identificado por el CEN en su Estudio de Robustez, se sugiere establecer que este caso sería remunerado por medio del mercado de SSCC.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
503	Sonnedix Chile Holding SpA	5-2	Se sugiere comprobar que los requerimientos con los cuales está solicitando estos modelos actualmente el CEN son compatibles con lo solicitado en este artículo, para efectos de que no exista una duplicidad/ineficiencia en los esfuerzos que están desarrollando las empresas en la actualidad.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
504	Sonnedix Chile Holding SpA	6-2	Se sugiere establecer que los ajustes deben estar acorde con las capacidades de la planta. Asimismo, el plazo para el cambio debe ser coordinado con el propietario producto de la disponibilidad de los especialistas/fabricantes requeridos para los ajustes. Asimismo, y considerando que esto sería un cambio a la regla general y un requerimiento para la seguridad del sistema, se sugiere remunerar estos costos de habilitación a nivel de SSCC.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
505	Sonnedix Chile Holding SpA	8-3	Existen instalaciones que si bien no están declaradas en construcción, sí tienen procesos de desarrollo avanzados que no necesariamente permiten realizar cambios tecnológicos (con su consiguiente aumento de Capex) asociados a cambiar la instalación a Grid Forming. En este sentido, se sugiere establecer un periodo de vacancia de 12 meses para que estas instalaciones puedan mantener su tecnología GFL. En dicho caso, se podría exigir cumplir inmediatamente las exigencias del capítulo 4 (salvo el numeral 5 del art 4-1).	Para dar cumplimiento a las exigencias indicadas en el Título 4, los titulares de las IBR GFL conectadas al SEN~~, así como los titulares de las IBR GFL que se encuentren declaradas en construcción, conforme a lo dispuesto en el 72°-17 de la Ley al momento de la publicación del presente Anexo,~~ deberán presentar al Coordinador en un plazo no superior a nueve meses, un plan de adecuaciones que les permita cumplir con lo establecido en el presente Anexo Técnico, salvo lo indicado en el numeral 5 del Artículo 4-1 del presente Anexo. Por su parte, los titulares de las IBR GFL que se encuentren declaradas en construcción, conforme a lo dispuesto en el 72°-17 de la Ley hasta 12 meses posterior a la fecha de publicación del presente Anexo, deberán cumplir al momento de su conexión lo establecido en el presente Anexo Técnico, salvo lo indicado en el numeral 5 del Artículo 4-1 del presente Anexo.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
506	Sonnedix Chile Holding SpA	8-3	Genera confusión el concepto de que "técnicamente no puedan cumplir los requisitos". En la práctica, técnicamente siempre es posible hacer modificaciones o incluso cambiar hardware para adaptarse a los requisitos, sin embargo, muchas veces implicaría costos importantes. Al respecto, se sugiere establecer criterios objetivos para eximirse del cumplimiento, tales como, antigüedad de la instalación (obsolescencia, ya no existen repuestos, soporte, etc), tipo de tecnología, factibilidad indicada por el fabricante, % costo de la adecuación respecto el VI de la instalación, entre otros.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
514	Cerro Dominador CSP S.A.	3-9	Se solicita especificar si esta exigencia corresponde a una capacidad técnica inherente y obligatoria para toda instalación IBR GFM, o si se trata de una obligación operativa condicionada a que la instalación se encuentre habilitada y sea requerida para prestar Servicios Complementarios específicos.	Reemplazar el primer párrafo por el siguiente: "La capacidad de operar en modo isla, así como las condiciones específicas de desempeño y coordinación para dicha operación, serán exigibles únicamente a aquellas instalaciones IBR GFM que se encuentren habilitadas para la prestación del Servicio Complementario, las cuales deberán cumplir con las siguientes exigencias:"	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 175.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
515	Cerro Dominador CSP S.A.	3-10	Se solicita especificar si esta exigencia corresponde a una capacidad técnica inherente y obligatoria para toda instalación IBR GFM, o si se trata de una obligación operativa condicionada a que la instalación se encuentre habilitada y sea requerida para prestar Servicios Complementarios específicos.	Reemplazar el primer párrafo por el siguiente: "La capacidad de Partida Autónoma, así como las condiciones específicas de desempeño y coordinación para dicha operación, serán exigibles únicamente a aquellas instalaciones IBR GFM que se encuentren habilitadas para la prestación del Servicio Complementario, las cuales deberán cumplir con las siguientes exigencias:"	No se acoge	La capacidad de Partida Autónoma de una IBR GFM es opcional. Se solicita revisar la respuesta tipo "Nuevos SSCC asociados a conceptos de robustez".
516	Cerro Dominador CSP S.A.	3-11	Respecto al cambio de GFL a GFM manifestamos las siguientes inquietudes para las cuales agradeceríamos una clarificación formal: **Criterios de Aplicabilidad y Proporcionalidad:** ¿Se ha previsto que la exigencia de contar con capacidad GFM sea aplicada de manera diferenciada en función de la potencia (MW) y/o capacidad de energía (MWh) del Sistema de Almacenamiento? Hacemos presente que para SAE de menor escala (ej. 20 MWh o menos), la adecuación tecnológica de un sistema GFL a GFM puede representar una inversión de capital significativa, afectando desproporcionadamente la viabilidad económica de proyectos ya operativos o en desarrollo. **Plazos y Procedimiento de Adecuación:** Para los SAE que ya se encuentran en operación, ¿cuál será el plazo máximo para dar cumplimiento a este nuevo requerimiento una vez que sea instruido por el Coordinador? Solicitamos se precise si se establecerá un mecanismo que considere criterios de costo-beneficio sistémico antes de instruir esta exigencia a instalaciones existentes, así como un cronograma de implementación claro y factible.	Se propone integrar el siguiente párrafo al artículo en referencia: La exigencia de contar con capacidad de formación de red (GFM) será aplicable a los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) con una potencia nominal igual o superior a **(por definir)** MW y una capacidad de energía de al menos **(por definir)** MWh, cuando así lo determine el 'Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN' por una necesidad sistémica. Excepcionalmente, el Coordinador podrá requerir esta capacidad a instalaciones de menor tamaño si el referido estudio demuestra su criticidad debido a su ubicación en una red débil. Para las instalaciones existentes que cumplan con dichos criterios, se otorgará un plazo de adecuación no inferior a **(por definir)** meses desde la notificación de la instrucción. El titular deberá iniciar el proceso de Modificación Relevante ante el Coordinador en un plazo máximo de **(por definir)** meses contados desde la misma notificación.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la obligatoriedad de capacidad GFM en SAE y CRCA".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
517	Cerro Dominador CSP S.A.	4-1	Considerando que las exigencias relativas a la entrega y validación del numeral 4) y 5), constituyen un requerimiento nuevo respecto a la normativa vigente; y teniendo en cuenta que la demostración de cumplimiento para las centrales IBR que ya se encuentran en operación puede implicar la necesidad de realizar estudios específicos, pruebas en campo y/o requerir información de propiedad de los fabricantes que no fue solicitada durante su proceso de interconexión original; se solicita a la autoridad definir y especificar el mecanismo formal, los criterios técnicos y los protocolos de prueba que se establecerán para que los titulares de dichas instalaciones puedan acreditar el debido cumplimiento de estas nuevas exigencias.	Se propone incluir el siguiente párrafo a continuación del detalle de los numerales descritos en el artículo en referencia: Para el caso de las instalaciones IBR que se encuentren en operación con anterioridad a la fecha de entrada en vigencia del presente Anexo Técnico, el Coordinador Eléctrico Nacional, deberá establecer y publicar un procedimiento específico para la presentación, validación y acreditación del cumplimiento de las exigencias dispuestas en los numerales 4 y 5 del presente artículo.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".
518	Cerro Dominador CSP S.A.	General	El documento establece un modo de operación normal y otro modo de operación ante fallas. Para asegurar una correcta supervisión por parte del Coordinador, se solicita clarificar si es un requisito que el sistema de control de la IBR transmita una señal digital al SCADA del Coordinador (SITR) que identifique el modo de control de tensión que se encuentra activo en cada instante.	Bajo la circunstancia que se deba transmitir la señal SITR mencionada en la consulta, se agradece incluir en el artículo 4-2 la siguiente propuesta: El sistema de control de la IBR deberá generar y enviar al SITR del Coordinador, una señal de estado digital que indique el modo de operación activo del Controlador de Tensión. Dicha señal deberá permitir distinguir los modos de operación normal y el modo de operación ante fallas.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".
519	Cerro Dominador CSP S.A.	8-3	El artículo señala que, los titulares de centrales IBR GFL conectadas al SEN deben establecer un plan de adecuaciones para que las instalaciones operativas cumplan con las nuevas exigencias. Específicamente, los requisitos de control de tensión y frecuencia/potencia detallados en el Título 4 (Artículos 4-3, 4-4, 4-5, 4-6 y 4-7) que introducen capacidades de control que no fueron parte de la concepción técnica original de la mayoría de las centrales IBR GFL existentes.	Se propone incluir el siguiente párrafo al artículo 8-3 (se aprecia complementar y/o agregar otras razones técnicas que justifiquen el incumplimiento parcial o total de los requisitos establecidos en el Anexo Técnico): En el caso de que un titular justifique técnicamente la imposibilidad de dar cumplimiento a una o más de las exigencias establecidas en el presente Anexo, en particular aquellas contenidas en el Título 4, el Coordinador podrá eximir parcial o totalmente	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Dado que la implementación de estos exigencias puede requerir adecuaciones mayores que excedan las capacidades del hardware instalado o que sean económicamente inviables, se solicita a la autoridad que defina y especifique cuáles serán los criterios o razones técnicas y económicas que se considerarán como una justificación válida para que un titular pueda demostrar la imposibilidad de dar cumplimiento parcial o total a los nuevos requisitos del Título 4. Esta definición es indispensable para otorgar certeza jurídica y establecer un procedimiento transparente para aquellos casos en que existan limitaciones tecnológicas insalvables o costos de adecuación desproporcionados.	a la instalación de dicho requisito. Para ello, el titular deberá presentar un informe técnico y económico que demuestre fehacientemente la inviabilidad de la adecuación. Se considerarán como razones técnicas fundadas, a lo menos, las siguientes: a) Limitación de hardware fundamental: Cuando los componentes principales de la IBR no poseen la capacidad de procesamiento o las características físicas para ejecutar las nuevas funcionalidades, incluso con actualizaciones de software. b) Obsolescencia tecnológica: Cuando el fabricante original del equipo (OEM) ha discontinuado el soporte técnico para el hardware o software instalado, impidiendo la implementación de nuevas lógicas de control. c) Inviabilidad económica: Cuando el costo de la adecuación, debidamente auditado, resulte desproporcionado en relación con la vida útil restante de la instalación o el beneficio sistémico marginal que su cumplimiento aportaría, según la evaluación del Coordinador. El Coordinador evaluará los antecedentes y, en caso de acoger la justificación, podrá definir condiciones operacionales específicas o requerimientos alternativos para la instalación eximida.		
525	Acera A.G.	1-4	En el artículo 1-4 se encuentran las siguientes definiciones: *1. Banda de Asentamiento: rango dentro del cual la señal de salida del Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión de una IBR debe estabilizarse y permanecer dentro de este, luego de una desviación en la señal de entrada.*	1. Banda de Asentamiento: Rango dentro del cual **debe estabilizarse y mantenerse la señal de respuesta de la planta IBR en el Punto de Conexión, luego de un cambio de consigna o una perturbación, tomando como referencia un porcentaje del valor objetivo** 14. Tiempo de Asentamiento: **Tiempo requerido para que la señal de respuesta de**	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 29.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			14. Tiempo de Asentamiento: intervalo de tiempo que transcurre desde que el Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión detecta una desviación en la señal de entrada, hasta que la señal de salida correspondiente ingresa y permanece dentro de la Banda de Establecimiento. *15. Tiempo de Reacción: intervalo de tiempo que transcurre entre la ocurrencia de un cambio en la señal de entrada y el instante en que el Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión inicia su respuesta mediante un cambio en la señal de salida correspondiente.* *16. Tiempo de Subida: intervalo de tiempo requerido por el Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión, para que, ante un cambio en la señal de entrada, la señal de salida correspondiente alcance el 90% de su valor final* Respecto de estas definiciones se debe contemplar que los tiempos y banda de asentamiento no deben considerarse una característica del controlador en sí, sino como la dinámica de respuesta a nivel de punto de conexión al SI de la IBR GFM. En vista de lo anterior se sugiere modificar las definiciones.	**la planta IBR en el Punto de Conexión alcance y se mantenga dentro del rango definido por la Banda de Asentamiento, luego de una variación o perturbación en la red.** 15. Tiempo de Reacción: Intervalo de tiempo que transcurre entre la ocurrencia de un cambio en la señal de entrada **y el instante en que la planta IBR inicia su respuesta mediante un cambio en la señal de salida correspondiente en el Punto de conexión.** 16. Tiempo de Subida: Intervalo de tiempo requerido **para que, ante un cambio en la señal de entrada, la respuesta de una planta IBR alcance el 90% de su valor final en el punto de conexión.**		
526	Acera A.G.	1-4	En el numeral 9 del artículo 3-1 se encuentra lo siguiente: *"9. En condiciones normales, permanecer sincronizado con el SEN, manteniendo un ángulo de carga dentro del rango de 0 a 90 grados."* Se sugiere incorporar dentro de las definiciones del artículo 1-4, la definición de ángulo de carga. Se entiende que sería el	**Ángulo de carga:** ángulo eléctrico entre la corriente de salida del inversor y el voltaje medido en el punto de conexión.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 231.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			ángulo entre la corriente y el voltaje a nivel del controlador.			
527	Acera A.G.	3-1	En el numeral 10 se encuentra lo siguiente: *"10. Proporcionar amortiguamiento positivo a las oscilaciones indeseadas de potencia en el SI."* Para mejor comprensión se sugiere incorporar referencia al artículo 3-7.	10. Proporcionar amortiguamiento positivo a las oscilaciones indeseadas de potencia en el SI**, conforme al artículo 3-7**.	Se acoge	
528	Acera A.G.	3-2	En el artículo se encuentra la siguiente redacción: *"El Controlador de Tensión de una IBR GFM deberá ser autónomo, permitiéndole mantener la tensión dentro de los límites permitidos correspondientes, de acuerdo con lo establecido en la NTSyCS, sin requerir el apoyo de otras unidades generadoras sincrónicas u otras IBR GFM.* *El Controlador de Tensión de la instalación deberá cumplir con, al menos, los siguientes requisitos:* ***1. El Tiempo de Reacción del controlador debe ser instantáneo*** *2. El FIV del convertidor debe mantenerse constante en periodos transitorios, sin exceder los límites técnicos de la instalación.* *3. El controlador deberá inhabilitarse cuando el control de inyección rápida de corriente se active, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-8 del presente Anexo."* En el punto 1, no es claro si la exigencia es sobre el controlador local del inversor o el control de la planta. En el caso de que fuera el control de la planta no se podría reaccionar de	"El Controlador de Tensión **interno** de una IBR GFM deberá ser autónomo, permitiéndole mantener la tensión dentro de los límites permitidos correspondientes, de acuerdo con lo establecido en la NTSyCS, sin requerir el apoyo de otras unidades generadoras sincrónicas u otras IBR GFM."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre las exigencias a las IBR GFM a nivel de planta o nivel de convertidor".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			forma instantánea debido a los retardos propios del proceso como refresh rate y retardos de comunicación (medida del POI, etc.). Sin embargo, la reacción del control de tensión interno de cada inversor es instantánea. En vista de lo anterior, se sugiere precisar en el artículo que es sobre el control interno del inversor o incorporar en las definiciones del artículo 1-4 la definición del Controlador de Tensión.			
529	Acera A.G.	3-2	Respecto al Controlador de Tensión en el primer inciso se indica lo siguiente *"El Controlador de Tensión de una IBR GFM deberá ser autónomo, permitiéndole mantener la tensión dentro de los límites permitidos correspondientes, de acuerdo con lo establecido en la NTSyCS, sin requerir el apoyo de otras unidades generadoras sincrónicas u otras IBR GFM."* Para mayor claridad se solicita incorporar que los límites permitidos se exigirán en el Punto de Conexión.	El Controlador de Tensión de una IBR GFM deberá ser autónomo, permitiéndole mantener la tensión dentro de los límites permitidos correspondientes **en el Punto de Conexión** , de acuerdo con lo establecido en la NTSyCS, sin requerir el apoyo de otras unidades generadoras sincrónicas u otras IBR GFM.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre las exigencias a las IBR GFM a nivel de planta o nivel de convertidor".
530	Acera A.G.	3-2	En el numeral se indica lo siguiente: "2. El FIV del convertidor debe mantenerse constante en **periodos transitorios**, sin exceder los límites técnicos de la instalación." Para mejor entendimiento se solicita utilizar la expresión "Régimen Transitorio" que se	"2. El FIV del convertidor debe mantenerse constante **durante el Régimen Transitorio**, sin exceder los límites técnicos de la instalación."	Se acoge parcialmente	Se modifica la redacción del literal señalado de acuerdo con lo observado por el agente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			encuentra dentro de las definiciones del capítulo 1-6 del cuerpo principal de la norma.			
531	Acera A.G.	3-2	En cuanto al primer requisito establecido para el Controlador de Tensión: "1. El Tiempo de Reacción del controlador debe ser instantáneo." Se solicita especificar el ramp-rate para control de tensión.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
532	Acera A.G.	3-3	Confirmar si, dentro de los parámetros requeridos como ajustables para el control de tensión, se requiere que el factor de potencia PF sea también ajustable dentro del denominado "diagrama PQ".		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
533	Acera A.G.	3-5	En el literal a. se indica *"En el Régimen Transitorio, deberá tener una respuesta instantánea y la potencia inyectada debe reducir el RoCoF del sistema eléctrico, considerando la capacidad técnica de la instalación."* Al respecto, es importante que la redacción contemple que la reducción de RoCoF depende de la instalación y de las características técnicas del Punto de Conexión. A mayor abundamiento, incluso utilizando la capacidad máxima de la planta, puede que no influya en el RoCoF del sistema.	a. En el Régimen Transitorio, deberá tener una respuesta instantánea y la potencia inyectada debe reducir el RoCoF del sistema eléctrico, **considerando la capacidad técnica de la instalación y las características de la red.**	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 7.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
534	Acera A.G.	3-5	En letra a., para Régimen transitorio, no se indica el Tiempo de Reacción y ramp-rate específicos a los que se hacen referencia en "respuesta instantánea". Se solicita indicar estos requerimientos.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
535	Acera A.G.	3-5	En el artículo se establece lo siguiente: *"A efecto de lo anterior, la instalación deberá contar con un **margen de seguridad adecuado**, el cual podrá garantizarse mediante distintas estrategias, entre ellas:* *i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación.* *ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores.* *iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida."* La redacción de la norma no establece ningún lineamiento que permita determinar el margen técnico de seguridad que las plantas IBR GFM deberán considerar, lo que impacta directamente en el diseño de la planta y la viabilidad del caso de negocio del proyecto en etapas previas. Asimismo, es relevante que la respuesta inercial que se establece como exigencia normativa para la conexión de proyecto sea coherente con la provisión de este servicio en el mercado de servicios complementarios y, de esta forma, fomentar un despliegue eficiente de las tecnologías que puedan abastecer requisitos de inercia. En efecto, el cálculo de reserva de inercia de una planta IBR GFM depende, entre otros factores, del límite de ROCOF y de la constante de inercia H, parámetros que son, en otros mercados, calculados vía simulación por el operador del sistema o vía modelos. En vista de lo anterior, se solicita incorporar un procedimiento por parte del CEN para la validación del margen consistente con el mercado de SSCC o evaluar incorporar un rango para el margen de seguridad como, por	A efecto de lo anterior, la instalación deberá contar con un margen de seguridad adecuado, el cual podrá garantizarse mediante distintas estrategias, entre ellas: i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación. ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores. iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida. **El Coordinador deberá validar el margen de seguridad de la instalación de acuerdo con lo señalado en el Título 5 del presente Anexo, acorde a la normativa de Servicio Complementario.**	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			ejemplo, estableciendo un porcentaje de la potencia nominal (ΔP=+-15%Pnom).			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
536	Acera A.G.	3-6	En el punto 1. del artículo se indica: *"1. Su respuesta deberá ser instantánea."* No se indica el Tiempo de Reacción y ramp-rate específicos a los que se hacen referencia en "respuesta instantánea". Se solicita indicar estos requerimientos.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
537	Acera A.G.	3-6	En el ultimo inciso se indica "A efectos de la aplicación del presente artículo, los Coordinados **deberán entregar toda la información técnica relativa a las características técnicas del desempeño del control activo de salto de fase.**" Al respecto se solicita especificar la información técnica que se debe entregar. Se sugiere contemplar como información suficiente la siguiente: capacidad de respuesta (ramp-rate), precisión en compensación del desbalance de tensión, estabilidad sin oscilaciones en control, eficiencia, confiabilidad de control, calidad de onda senoidal después de compensación, distorsión armónica, capacidad de soporte de variaciones de carga, coordinación con sistemas de protección y regulación de tensión.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
538	Acera A.G.	3-7	En el numeral 1. se exige al IBR GFM, "Entregar Potencia de Amortiguamiento Activa frente a oscilaciones del sistema eléctrico entre 0.05 [Hz] a 1 [Hz] peak to peak." Sin embargo no se define el rango de modulación de potencia activa, por lo cual se solicita incluir referencia a este parámetro.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
539	Acera A.G.	3-7	En el numeral 1. se exige al IBR GFM, "Entregar Potencia de Amortiguamiento Activa frente a oscilaciones del sistema eléctrico entre 0.05 [Hz] a 1 [Hz] peak to peak." Las oscilaciones del sistema eléctrico son definidas tanto por la amplitud de su oscilación (peak to peak), como por su frecuencia de la oscilación. Por ejemplo: la frecuencia de red debe ser f=f0+Asin(2*pi*B*t). En este caso, el rango de A es de 0,05 a 1,0 y el rango de B es de 0,1-2,5 Hz.	1. Entregar Potencia de Amortiguamiento Activa frente a oscilaciones del sistema eléctrico con amplitud de la oscilación entre 0.05 [Hz] a 1 [Hz] peak to peak **y frecuencia de la oscilación entre 0.1 [Hz] a 2.5 [Hz].**	No se acoge	El artículo observado ya exige que la instalación aporte al amortiguamiento de oscilaciones subsíncronas. Por tanto, no se requiere la modificación propuesta por el observante.
540	Acera A.G.	3-7	En el artículo se encuentra el numeral 4. *"4. La configuración y parametrización de los convertidores no deberán introducir nuevos modos oscilatorios inestables en el sistema eléctrico, ni exacerbar los modos oscilatorios existentes."* El requerimiento anterior se ve impactado por varios factores de la planta/instalación: configuración y parametrización de los convertidores y controladores de la planta, además de los elementos de la misma (Transformadores, filtros, impedancias, etc.). La normativa debe asegurar el cumplimiento de este punto a nivel de planta GFM IBR, y no de un equipo en particular.	Artículo 3-7 Control de amortiguamiento de potencia activa 4. La configuración y parametrización **de un IBR GFM**, no deberá introducir nuevos modos oscilatorios inestables en el sistema eléctrico, ni exacerbar los modos oscilatorios existentes.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 18.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
541	Acera A.G.	3-8	En el primer inciso se indica: "Las IBR GFM deberán suministrar corriente reactiva de manera instantánea…". No se indica el Tiempo de Reacción y ramp-rate específicos a los que se hacen referencia en "respuesta instantánea". Se solicita indicar estos requerimientos. Respecto al requerimiento: "IBR GFM deberá aportar, al menos, el 100% de su capacidad nominal de corriente de cortocircuito en un plazo máximo de 30 milisegundos." ¿Esta prestación se requerirá por instrucción directa para un BESS con inversores GFM?. La consulta está relacionada con el estado de carga mínimo que deben tener las baterías para poder cumplir con la provisión de corriente de cortocircuito que deban dar los inversores GFM acoplados. Se sugiere incorporar que el requerimiento se encontrará sujeta a la disponibilidad de carga de la batería.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
542	Acera A.G.	3-9	En el artículo 3-9 se encuentran las exigencias que debe contar un IBR GFM que contenga la capacidad de operar en isla eléctrica. Se solicita explicitar que estas exigencias serán detalladas en el contexto de la prestación de SSCC.	Incorporar como inciso ultimo lo siguiente: **El detalle de las exigencias de operación en isla eléctrica se definirán acorde a la normativa de SSCC.**	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Nuevos SSCC asociados a la Robustez del SI".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
543	Acera A.G.	3-10	En el artículo 3-10 se encuentran las exigencias que debe contar un IBR GFM que contenga la capacidad de partida autónoma. Se solicita explicitar que estas exigencias serán detalladas en el contexto de la prestación de SSCC.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
544	Acera A.G.	3-11	El artículo 3-32 del cuerpo principal de la NTSyCS indica que este anexo técnico establece las exigencias mínimas para las instalaciones que se conecten al SEN. Sin embargo, este artículo 3-11 contempla a los sistemas de almacenamiento que ya se encuentran conectados, sin establecer disposiciones transitorias. Se solicita modificar la redacción de manera tal, que la exigencia sea para proyectos que se conecten al sistema.	Los Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA **que se conecten** al SEN, deberán ser IBR GFM o, en su defecto, poder actualizarse para incorporar dicha característica de acuerdo con el Artículo 4-8 del presente Anexo.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la obligatoriedad de capacidad GFM en SAE y CRCA".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
545	Acera A.G.	3-11	La exigencia de incorporación de tecnología IBR con capacidad de formación de red (GFM) en las distintas unidades del sistema debe estar sustentada en un análisis sistémico integral, desarrollado por el Coordinador Eléctrico Nacional. Este análisis debe considerar la interacción dinámica entre las unidades generadoras, la red de transmisión y los requerimientos de estabilidad del sistema eléctrico, con el fin de dimensionar adecuadamente la necesidad de inversión y evitar decisiones que conlleven a una sobre o subimplementación de esta tecnología en unidades que ya se encuentran en operación o en proceso de Declaración de Construcción.	"Los Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA que se encuentren conectados al SEN, deberán ser IBR GFM o, en su defecto, poder actualizarse para incorporar dicha característica de acuerdo con el Artículo 4-8 del presente Anexo. **Los Sistemas de Almacenamiento o las componentes de almacenamiento de una CRCA que deban implementar la tecnología IBR GFM serán identificados como resultado del Estudio de Requerimiento de la Robustez del SEN, de acuerdo a lo establecido del Artículo 3-10 del Anexo Técnico de Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez.**	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la obligatoriedad de capacidad GFM en SAE y CRCA".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
546	Acera A.G.	4-1	En el numeral 4. se indica *"Ante saltos de fase de la tensión em el Punto de Conexión al SI, la instalación deberá continuar operando"* Para mejor entendimiento se sugiere incorporar el máximo salto de fase que debe ser soportado, acorde a lo establecido en el literal d) del artículo 5-7.	Ante saltos de fase de la tensión en el Punto de Conexión al SI **de hasta 60 grados**, la instalación deberá continuar operando	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 386.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
547	Acera A.G.	4-3	El artículo 4-3 establece los siguientes requerimientos al Controlador de Tensión en condiciones de operación normal: "**c) El Tiempo de Reacción deberá ser inferior a 200 [ms].** **d) El Tiempo de Subida deberá ser inferior a 1 [s]. El Coordinador, justificadamente, podrá instruir un tiempo mayor, sin exceder los 30 [s].** **f) La Banda de Asentamiento deberá ser inferior a ±5%"** El Controlador de tensión es solo subsistema dentro de toda la estructura de control de la planta/instalación. La performance dinámica de la planta, incluido el tiempo de subida, deben ser tratados a nivel de punto de conexión al SI.	Artículo 4-3 Requerimientos al Controlador de Tensión en condiciones de operación normal c) El Tiempo de Reacción, **medido en el Punto de conexión al SI,** deberá ser inferior a 200 [ms]. d) El Tiempo de Subida, **medido en el Punto de conexión al SI**, deberá ser inferior a 1 [s]. El Coordinador, justificadamente, podrá instruir un tiempo mayor, sin exceder los 30 [s]. f) La Banda de Asentamiento, **medido en el Punto de conexión al SI**, deberá ser inferior a ±5%	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
548	Acera A.G.	4-4	En el literal a. se indica lo siguiente: *"a) La operación ante fallas deberá activarse automáticamente dentro de un tiempo no superior a 20 [ms] desde la detección de la condición de baja tensión."* El párrafo no es claro respecto al requerimiento, puesto que se pueden dar dos interpretaciones. Caso a: En caso de operación ante fallas, el controlador de tensión queda deshabilitado. El tiempo desde el inicio de la falla hasta que el controlador de tensión queda deshabilitado, es configurable (eg 20ms). Caso b: Por otro lado, son los convertidores quienes se activan automáticamente durante la falla para entregar corriente reactiva (en un tiempo inferior a 20 (ms). Se solicita aclarar a cual de los 2 escenarios se está refiriendo.	Se solicita modificar la redacción, de acuerdo a alguna de estas dos opciones: a) La operación ante fallas, dado por el tiempo en que el controlador de tensión queda deshabilitado, deberá activarse automáticamente dentro de un tiempo no superior a 20 [ms] desde la detección de la condición de baja tensión. O a) La operación ante fallas, dado por el tiempo en que los convertidores inyectan su corriente reactiva, deberá activarse automáticamente dentro de un tiempo no superior a 20 [ms] desde la detección de la condición de baja tensión.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 26.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
549	Acera A.G.	4-4	En el artículo 4-4 se indica: b) El Tiempo de Asentamiento deberá ser inferior a 80 [ms]. c) La Banda de Asentamiento deberá ser inferior a ±10%. El Controlador de tensión es solo subsistema dentro de toda la estructura de control de la planta/instalación. La performance dinámica de la planta, incluido los tiempos y bandas de asentamiento, son definiciones y requerimientos que deben ser tratados a nivel de punto de conexión al SI.	b) El Tiempo de Asentamiento, **medido en el Punto de conexión al SI,** deberá ser inferior a 80 [ms]. c) La Banda de Asentamiento, **medida en el Punto de conexión al SI,** deberá ser inferior a ±10%.	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
550	Acera A.G.	4-7	En el artículo 4-7 se indica: *a) El Tiempo de Reacción deberá ser inferior a 1 [s]. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el Coordinado proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.* *b) El Tiempo de Subida deberá ser inferior a 4 [s].* *c) El Tiempo de Asentamiento deberá ser inferior a 10 [s].* El Controlador es solo subsistema dentro de toda la estructura de control de la planta/instalación. La performance dinámica de la planta, incluido el tiempo de subida, deben ser tratados a nivel de punto de conexión al SI.	a) El Tiempo de Reacción, **medido en el punto de conexión al SI,** deberá ser inferior a 1 [s]. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el Coordinado proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen. b) El Tiempo de Subida, **medido en el punto de conexión al SI,** deberá ser inferior a 4 [s]. c) El Tiempo de Asentamiento, **medido en el punto de conexión al SI,** deberá ser inferior a 10 [s].	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
551	Acera A.G.	5-1	En el artículo 5-1 se indica en su numeral 5: *"5. Entregar junto al modelo EMT, un modelo con sus ajustes basados en el firmware de la planta misma en operación, en formato DLL o código fuente."* Generalmente los modelos EMT son archivos DLL (código compilado del firmware de un dispositivo). Por lo general no existe un modelo DLL para una planta, más bien existen modelos DLL creados de código compilado independientes para el convertidor y controlador de planta. Adicionalmente, la parametrización o ajustes de estos modelos pueden efectuarse a través de un archivo de configuración (.txt o .ini, por ejemplo). Es importante detallar estos puntos en los requisitos generales para evitar ambigüedades.	5. Entregar junto al modelo EMT, **todos los archivos necesarios para la implementación del modelo de planta en el software de simulación EMT, incluyendo los archivos DLL o código fuente derivados del firmware de los convertidores y controlador de planta, si aplica. Igualmente, se deben especificar y entregar los archivos adicionales necesarios para ajustar y/o parametrizar los modelos de los dispositivos.**	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 23.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
552	Acera A.G.	5-1	"7. El modelo deberá operar en un software de simulación especializados en análisis de transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia. El software en el cual funcionan los modelos **ser** señalado en la guía indicada en el numeral 4 del presente artículo." **Se solicita corregir la redacción.**	7. El modelo deberá operar en un software de simulación especializados en análisis de transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia. El software en el cual funcionan los modelos **debe ser** señalado en la guía indicada en el numeral 4 del presente artículo.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 340.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
553	Acera A.G.	5-1	Normativa exige el envío de modelos EMT que permitan realizar simulaciones y análisis de transitorios electromagnéticos, los que deben ser validados por el CEN. El AT no señala, de parte del CEN, plazos para revisión, modelos o metodologías ocupados por éste, como criterios, por lo que eventualmente generaría incertidumbre en los tiempos asociados a la concreción de los proyectos.	Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen, a cualquier título, las instalaciones indicadas en el Artículo 1-2 del presente Anexo, deberán presentar al Coordinador, previo a la Entrada en Operación, modelos EMT que permitan realizar simulaciones y análisis de transitorios electromagnéticos, los cuales deberán ser validados por el Coordinador. **Una vez recibidos los modelos EMT, el Coordinador tendrá un plazo de 30 días hábiles para la revisión de los modelos, basados en un criterio que será establecido y dado a conocer a los coordinados de manera previa a través de comunicación de los canales oficiales dispuestos para la ocasión.** En caso de modificación relevante de instalaciones, también deberán hacer la entrega de dichos modelos, de acuerdo con el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" de la NTSyCS.	No se acoge	Se indica que la entrega de los modelos EMT de las IBR deberá realizarse de acuerdo con la forma y plazos establecidos en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" de la NTSyCS. Respecto de las instalaciones existentes, estas deberán realizar la entrega de modelos EMT de acuerdo con el artículo transitorio 7-4 del AT IBR.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
554	Acera A.G.	5-3	En el artículo 5-3 se indica: *"Los modelos EMT de los IBR GFM deberán permitir la visualización de, al menos, los siguientes parámetros:* *1. Reactancia primaria del Convertidor GFM, en por unidad.* *2. Reactancia adicional entre el terminal del Convertidor GFM y el Punto de Conexión al SI, en por unidad.* *3. El ángulo nominal entre la FIV y los terminales de entrada del Convertidor GFM, en radianes.* *4. El ángulo nominal entre la FIV y el Punto de Conexión al SI, en radianes.* *5. La tensión nominal de la FIV, en por unidad.* *6. El ángulo nominal de la FIV, en radianes.* *7. El ángulo eléctrico nominal entre la corriente y tensión en la entrada del transformador de potencia del ST, en radianes.* *El Coordinador podrá solicitar la visualización de parámetros adicionales en los modelos antes mencionados, justificadamente, con el fin de validar el comportamiento del IBR GFM."* Al respecto se tienen las siguientes observaciones: - Se recomienda evitar especificar las unidades de las impedancias, dado que estas pueden también estar expresadas en ohm. - Se pide definir que se entiende por ángulo nominal. Los modelos permiten visualizar los fasores de tensión dependiendo del punto de operación del convertidor. Si por ángulo nominal se entiende el ángulo para un punto de operación específico (ej: P nominal, Q cero), favor definir en la norma. Sino, se recomienda omitir el termino nominal y especificar que estas son variables resultantes del punto de operación del convertidor.	Artículo 5-3 Parámetros y variables técnicas de modelos EMT de los IBR GFM Los modelos EMT de los parques que utilizan IBR GFM deberán permitir la visualización de, al menos, los siguientes parámetros y variables: 1. Reactancia primaria del Convertidor GFM~~,~~ ~~en por unidad~~. 2. Reactancia adicional entre el terminal del Convertidor GFM y el Punto de Conexión al SI~~,~~ ~~en por unidad~~. 3. El ángulo ~~nominal~~ entre la FIV y los terminales de entrada del Convertidor GFM, en radianes. 4. El ángulo ~~nominal~~ entre la FIV y el Punto de Conexión al SI, en radianes. 5. La tensión de la FIV, en por unidad. 6. El ángulo ~~nominal~~ de la FIV, en radianes. 7. El ángulo eléctrico ~~nominal~~ entre la corriente y tensión en la entrada del transformador de potencia del ST, en radianes.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 25.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
555	Acera A.G.	5-4	El numeral 6 indica: *"6. Comparación del desempeño entre un modelo EMT detallado y un modelo EMT agregado para verificar la coherencia en su rendimiento."* La comparación entre modelos detallados y modelos agregados solo permite verificar la coherencia interna entre dos modelos construidos con los mismos supuestos. No asegura que dichos modelos representen correctamente el comportamiento real del convertidor en condiciones dinámicas severas. Para validar un modelo EMT de IBR GFM se requiere necesariamente la utilización de datos reales (ensayos de fábrica, HIL, laboratorio o mediciones en campo) y trazabilidad de la versión de firmware. La comparación de modelos (punto 6) debe considerarse únicamente como verificación complementaria, no como método principal de validación. Por lo anterior se solicita eliminar el punto 6.	~~**6. Comparación del desempeño entre un modelo EMT detallado y un modelo EMT agregado para verificar la coherencia en su rendimiento.**~~	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
556	Acera A.G.	5-4	El ultima inciso del artículo indica *"El Coordinador, justificadamente, podrá definir otro método o conjunto de pruebas de validación de los modelos EMT."* El articulo define los métodos disponibles para validación de los modelos EMT, sin embargo, la frase no deja claro que el Coordinador deberá determinar el conjunto de pruebas. La frase, tal como está, deja a discreción del coordinado, propietario de la instalación o los fabricante determinar estas pruebas.	El Coordinador, justificadamente, podrá definir otro método para las pruebas de validación de los modelos EMT. **Asimismo, el Coordinador definirá el conjunto de pruebas de validación de dichos modelos.**	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 21.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
557	Acera A.G.	5-7	Se recomienda que el artículo sea explicita respecto de que la validación es para el desempeño real de plantas IBR con pruebas en sitio, el cual es requisito como condición previa a la entrada en operación. Esta medida preventiva es relevante, dado que permite contrastar la operación real de la planta IBR, con lo proyectado en modelos y simulaciones. La experiencia internacional ha demostrado que confiar exclusivamente en modelos teóricos puede conducir a errores críticos en la operación del sistema eléctrico. El CEN debería ser responsable de proveer una metodología, instructivo, o similar estandarizado para ser implementado por los coordinados. A modo de referencia, se puede mencionar la prueba R2 australiana cuyo propósito es confirmar que el sistema opera conforme a los modelos detallados y estándares de rendimiento presentados en la etapa de diseño detallado.	El Coordinador previo a la Entrada en Operación de la instalación deberá validar el desempeño **real** de los componentes de la IBR, de acuerdo con lo señalado en el Artículo 5-5 y Artículo 5-6 del presente Anexo, según corresponda. Para ello, el Coordinador deberá definir un **procedimiento que contenga un set de pruebas y metodologías** para asegurar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en el presente Anexo.	No se acoge	Lo solicitado por el agente se encuentra fuera del alcance de la presente modificación normativa. Se deja constancia que la actual modificación normativa responde a ajustes urgentes identificados por la Comisión, orientados a resguardar la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional. Estas modificaciones fueron presentadas en la sexta sesión del Comité Consultivo y expuestas a la industria en el borrador publicado en el marco de la presente Consulta Pública. Cabe destacar que, el proceso de modificación de la NTSyCS concluirá con la revisión integral de la Norma Técnica, cuyo proyecto de modificación de norma técnica será sometido a Consulta Pública en una etapa posterior, conforme al Plan Normativo aprobado mediante la Resolución Exenta N°618 de 2023.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
558	Acera A.G.	8-1	Actualmente existe un numero relevante de proyectos Declarados en Construcción que ya cuentan con contratos cerrados para incorporar tecnologías. Por lo anterior se solicita que existan excepciones en aplicación de los títulos de Grid Forming, principalmente si aquellas instalaciones ya se encuentran incorporadas en las resoluciones de declaración en construcción que dicte la CNE, al momento de entrar en vigencia la modificación.	En el caso de las instalaciones que cuenten con la Declaración en Construcción al momento de la entrada en vigencia de la norma y que técnica o económicamente se justifique su exclusión de los requisitos antes señalados, los titulares tienen la obligación de notificar esta situación al Coordinador en un plazo máximo de tres meses a partir de la publicación del presente Anexo, justificando la imposibilidad técnica de dar cumplimiento a lo antes señalado a través de un informe técnico.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
559	Acera A.G.	8-1	No existe claridad de la aplicabilidad de este Anexo Técnico a las centrales PMGD, ni la conveniencia de que estas sean incluidas en una primera instancia. Se solicita que la aplicación de esta norma a ese tipo de centrales se materialice una vez incorporada las modificaciones necesarias en la NTCO de PMGD.	Incorporar en el inciso final: Las disposiciones contenidas en la presente Anexo Técnico no serán aplicables a las centrales de tipo PMGD, hasta que se modifique la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD, incorporando las materias y requisitos necesarios para la implementación y cumplimiento de las exigencias establecidas para instalaciones con IBR.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
560	Acera A.G.	8-3	Existen desarrolladores o empresas que ya cuentan con contratos cerrados para incorporar tecnologías, por lo que se solicita que existan excepciones en aplicación, principalmente si aquellas ya se encuentran incorporadas en las resoluciones de declaración en construcción que dicte la CNE, al momento de entrar en vigencia la modificación.	En el caso de las instalaciones que técnicamente no puedan cumplir con los requisitos antes señalados, los titulares tienen la obligación de notificar esta situación al Coordinador en un plazo máximo de tres meses a partir de la publicación del presente Anexo, justificando la imposibilidad técnica de dar cumplimiento a lo antes señalado a través de un informe técnico. El Coordinador, en un plazo máximo de tres meses, deberá analizar las razones técnicas expuestas en el informe técnico y comunicar a la Comisión el análisis técnico realizado. La Comisión emitirá una resolución pronunciándose sobre aquellas instalaciones que técnicamente no puedan cumplir con algunas de las disposiciones establecidas en el presente Anexo. **Se exceptuarán de la presente obligación aquellas instalaciones que al momento de la entrada en vigor del presente AT se encuentren incluidas dentro de las resoluciones exenta que al respecto de la declaración en construcción haya dictado previamente la Comisión Nacional de Energía.**	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
561	Acera A.G.	8-3	Se solicita incorporar el análisis económico dentro de la evaluación que realice la Comisión para el pronunciamiento de las instalaciones eximidas de cumplir los requerimientos de GFL. Lo anterior es similar al articulo transitorio 9-24 que se encuentra en el cuerpo principal de la NTSyCS de marzo 2025.	En el caso de las instalaciones que técnicamente no puedan cumplir con los requisitos antes señalados, los titulares tienen la obligación de notificar esta situación al Coordinador en un plazo máximo de tres meses a partir de la publicación del presente Anexo, justificando la imposibilidad técnica de dar cumplimiento a lo antes señalado a través de un informe técnico, **junto a una evaluación económica de una posible solución para resolver la deficiencia técnica.**	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
562	Acera A.G.	8-3	Se solicita incorporar la elaboración de una resolución exenta por parte de la CNE que describa el proceso y los criterios para solicitar la imposibilidad de dar cumplimiento a los requerimientos de GFL.	Incorporar en el inciso final: En un plazo de tres meses la CNE publicará en su sitio web una resolución exenta con el detalle del proceso y los criterios que utilizará para dictar la resolución.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

Respuesta a las observaciones del AT IBR:

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
563	Acera A.G.	General	No hay en la norma requerimientos específicos para escenarios de HVRT. Cuando ocurre un escenario de alto voltaje en el sistema eléctrico, se debería tener la capacidad de responder con potencia reactiva sin reducir la potencia activa.	Artículo nuevo: 1. IBR GFM debe operar dentro de un rango de tensión de red entre 1.1 y 1.3 pu, con un tiempo de respuesta menor a 0.5s en caso de salir de tal rango. 2. Durante condiciones de sobretensión, mientras se garantiza la compensación dinámica de la potencia reactiva, se debe mantener la potencia activa previa a la falla, sujeto a la potencia nominal de los inversores.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Exigencias de HVRT para IBR".
596	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red	Para la Sección A: Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red, se sugiere la siguiente descripción: La operación en Estado Normal del sistema eléctrico se define como aquella que se desarrolla dentro de un rango estrecho alrededor del voltaje y la frecuencia nominal del sistema, que está definida en la Norma Técnica, Artículo 5-19, con la capacidad de eventualmente salirse de los rangos definidos para Estado Normal y entrar a Estado de Alerta por períodos breves de tiempo. Para mantener operaciones confiables en el sistema eléctrico nacional es esencial que los generadores del sistema eléctrico puedan mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los rangos especificados durante la operación normal, y devolver el sistema a dichos rangos después de un evento que los haya alterado.	No se acoge	La estructura del Título 3 del AT IBR responde a un diseño normativo que parte desde disposiciones generales y avanza hacia requerimientos específicos de desempeño para las IBR GFM. Esta estructura se fundamenta en la experiencia nacional y en estándares internacionales consolidados. Lo anterior, asegura la neutralidad tecnológica y claridad en los criterios de SyCS aplicables a la tecnología GFM emergente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
597	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado	En la Sección A-1: Capacidad de soporte autónomo del sistema, se sugiere: Los inversores tipo grid forming deben operar como fuentes de voltaje que mantengan y regulen de forma autónoma el voltaje y la frecuencia tanto en condiciones de estado estable como transitorias. Comportamiento como fuente de voltaje: Un inversor tipo grid forming debe comportarse como una fuente de voltaje detrás de una impedancia durante la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red (dentro de los límites de capacidad de corriente del inversor). Debe continuar inyectando voltaje después de una perturbación o evento de falla en el sistema eléctrico. Un inversor grid forming puede alcanzar temporalmente su límite de corriente durante periodos transitorios y no ser capaz de mantener constante su referencia de voltaje. Tiempo de respuesta: Se debe responder a las desviaciones de voltaje en menos de 20 ms. El tiempo de reacción inicial debiera ser menor a 5 ms. Contribución mínima de inercia: Un inversor tipo grid forming puede contribuir con inercia sintética al sistema para mitigar la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) y los mínimos de frecuencia bajo condiciones de alta penetración de recursos basados en inversores (IBR). Los inversores tipo grid forming deben responder a cambios rápidos de frecuencia en un plazo de 100–300 ms. Un inversor tipo grid forming debiera proporcionar una respuesta inercial efectiva equivalente al menos a 1 s – 3 s de inercia sintética, escalada según la potencia activa nominal. La inercia se debiera cuantificar en los primeros 0,5 segundos post-	No se acoge	La estructura del Título 3 del AT IBR responde a un diseño normativo que parte desde disposiciones generales y avanza hacia requerimientos específicos de desempeño para las IBR GFM. Esta estructura se fundamenta en la experiencia nacional y en estándares internacionales consolidados. Lo anterior, asegura la neutralidad tecnológica y claridad en los criterios de SyCS aplicables a la tecnología GFM emergente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.	contingencia. Capacidad para operar de forma estable ante la pérdida de la última máquina síncrona: Un inversor tipo grid forming deberá ser capaz de operar de forma estable durante y después de la desconexión de la última máquina síncrona - siempre que la capacidad de generación del sistema pueda seguir cubriendo la demanda. El enfoque en este momento se centra en dos escenarios: Una separación del sistema en islas en la que uno o más inversores tipo grid forming continúan operando en una de las islas que no cuenta con ninguna máquina síncrona operativa. Un escenario en la que se despacha una pequeña cantidad de generación síncrona en un intervalo de tiempo y ninguna transitoriamente en el instante siguiente, o cuando se desconecta el último generador síncrono despachado.		
598	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma	En la Sección A-2: Capacidad de despacho, se sugiere: Los límites de los inversores grid forming deben ser comprendidos por el operador. Se puede habilitar el control local o remoto de los puntos de consigna tanto de la potencia activa como de la reactiva. Control de potencia activa: Debe ser capaz de ajustarse a nuevos puntos de consigna en menos de 1 segundo bajo condiciones normales. Precisión: Debe mantener un error en estado	No se acoge	La estructura del Título 3 del AT IBR responde a un diseño normativo que parte desde disposiciones generales y avanza hacia requerimientos específicos de desempeño para las IBR GFM. Esta estructura se fundamenta en la experiencia nacional y en estándares internacionales consolidados. Lo anterior, asegura la neutralidad tecnológica y claridad en los criterios de SyCS aplicables a la tecnología GFM emergente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica	estacionario inferior al 1% del punto de consigna bajo condiciones constantes. Gradiente de potencia: Capacidad mínima de ±100%/s de la potencia activa nominal. Control de potencia reactiva: Se deben admitir los siguientes modos de control de tensión: voltaje constante, potencia reactiva constante y factor de potencia. Banda muerta del control de tensión: La banda muerta se utiliza en la práctica para evitar oscilaciones de control entre múltiples dispositivos de control de tensión y coordinar la salida de potencia reactiva en sistemas GFM en paralelo. Se debe definir una banda muerta de control de tensión para inversores grid forming, por ejemplo ±1% del voltaje nominal.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
599	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de	En la Sección A3: Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión, se sugiere: Se debe evitar oscilaciones no amortiguadas que pueden surgir debido a redes débiles, lazos de control rápido o armónicos. El amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión es una capacidad inherente de un sistema grid forming que comienza a responder de forma natural en menos de 5 ms a las desviaciones de voltaje. Tras una perturbación grande o pequeña, la salida de potencia activa y reactiva de un inversor grid forming debe ser adecuadamente amortiguada. Además, un inversor grid forming debe ser capaz de proporcionar amortiguamiento positivo a las oscilaciones de la red en el rango de frecuencias subsíncronas. La entrega adecuada del amortiguamiento deberá evaluarse según cada proyecto específico. Un inversor grid forming debería mostrar idealmente un ángulo de fase de impedancia entre -90 grados y +90 grados, en la mayoría de las frecuencias desde 10 a 500 Hz (requerimiento por validar mediante pruebas).	No se acoge	La estructura del Título 3 del AT IBR responde a un diseño normativo que parte desde disposiciones generales y avanza hacia requerimientos específicos de desempeño para las IBR GFM. Esta estructura se fundamenta en la experiencia nacional y en estándares internacionales consolidados. Lo anterior, asegura la neutralidad tecnológica y claridad en los criterios de SyCS aplicables a la tecnología GFM emergente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.	A modo de referencia, en el contexto de la regulación en Australia, se entiende por amortiguación apropiada: https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/477/glossary/a		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
600	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado	En la Sección A-4: Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación, se sugiere: Se debe garantizar una distribución de carga estable, equitativa, en la medida de que no comprometa la estabilidad del sistema, y dinámica entre múltiples inversores grid forming en paralelo sin comunicación externa. Esta propiedad se logra mediante la especificación de droop de frecuencia para compartir la potencia activa y droop de voltaje para compartir la potencia reactiva. Se debe utilizar la especificación de droop para garantizar una distribución de carga estable, equitativa y dinámica entre múltiples inversores grid forming en paralelo sin comunicación externa. Rango de especificación del droop: Droop de potencia activa / frecuencia: 2% a 5% por Hz. Droop de potencia reactiva / voltaje: ±5% en ±10% de desviación de voltaje.	No se acoge	La estructura del Título 3 del AT IBR responde a un diseño normativo que parte desde disposiciones generales y avanza hacia requerimientos específicos de desempeño para las IBR GFM. Esta estructura se fundamenta en la experiencia nacional y en estándares internacionales consolidados. Lo anterior, asegura la neutralidad tecnológica y claridad en los criterios de SyCS aplicables a la tecnología GFM emergente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
601	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma	En la Sección A-5: Operación en sistemas con baja fortaleza de red, se sugiere: Los inversores grid forming deben proporcionar capacidades de soporte a la red bajo condiciones de red débil (por ejemplo, SCR < 3). Debe permanecer estable y no causar interacciones adversas incluso con un SCR igual 1,5. Es deseable que pueda permanecer estable y no causar interacciones adversas incluso en el rango de SRC 1,2 a 1,5. Capacidad de soporte de variaciones de salto de fase: Se debe soportar desplazamientos	No se acoge	La estructura del Título 3 del AT IBR responde a un diseño normativo que parte desde disposiciones generales y avanza hacia requerimientos específicos de desempeño para las IBR GFM. Esta estructura se fundamenta en la experiencia nacional y en estándares internacionales consolidados. Lo anterior, asegura la neutralidad tecnológica y claridad en los criterios de SyCS aplicables a la tecnología GFM emergente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica	instantáneos de ángulo de hasta ±20 a 30° sin desconectarse. Es deseable soportar desplazamientos instantáneos de ángulo de hasta ±60° sin desconectarse. Un cambio de ángulo de fase de ±60 grados es severo y solo viable en un pequeño subconjunto de ubicaciones de la red. Las pruebas deben centrarse en saltos de ángulo de fase de 20–30 grados. Para escalones mayores, la prueba debe aplicarse igualmente, pero la determinación de aprobado/reprobado debe ser situacional y depender de las condiciones reales del punto de conexión. En el contexto de la especificación de Australia, la capacidad de soportar variaciones de salto de fase ha sido probada con SCR de 3. En este contexto, no existe claridad si se tiene el mismo desempeño de soporte de variaciones de salto de fase en contexto de SCR menor a 3.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
602	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema:	En la Sección A-6: Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado, se sugiere: Mantener la operación durante desequilibrios de voltaje o condiciones de falla sin excursiones excesivas de voltaje de fase o corriente. Las capacidades indicadas se deben garantizar para niveles de SCR superior a 3. Tolerancia al desequilibrio de tensión: Continuar la operación con un desequilibrio de tensión entre fases de ±10%. La respuesta de corriente por fase está limitada al 110–120% de la corriente nominal durante un máximo de 1 segundo. Capacidad de soporte de fallas asimétricas: Mantener la referencia de voltaje en las fases no afectadas y apoyar la recuperación tras la falla. Debe ser capaz de soportar fallos monofásicos o entre fases sin apagado no controlado. Para el caso de SCR menor a 3, las capacidades de soporte desequilibrios de tensión deberán validarse.	No se acoge	La estructura del Título 3 del AT IBR responde a un diseño normativo que parte desde disposiciones generales y avanza hacia requerimientos específicos de desempeño para las IBR GFM. Esta estructura se fundamenta en la experiencia nacional y en estándares internacionales consolidados. Lo anterior, asegura la neutralidad tecnológica y claridad en los criterios de SyCS aplicables a la tecnología GFM emergente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
603	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado	En la Sección B: Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red, se sugiere: Las condiciones anormales en el sistema eléctrico se caracterizan por excursiones de tensión y frecuencia fuera de los rangos normales de operación. El inversor grid forming puede desconectarse ante condiciones anormales cuando dicha desconexión esté permitida o requerida por las normas IEEE 1547-2018, IEEE 2800-2022 u otros requisitos o estándares aplicables. Bajo condiciones anormales de red, el inversor grid forming debe operar conforme a los siguientes requisitos.	No se acoge	La estructura del Título 3 del AT IBR responde a un diseño normativo que parte desde disposiciones generales y avanza hacia requerimientos específicos de desempeño para las IBR GFM. Esta estructura se fundamenta en la experiencia nacional y en estándares internacionales consolidados. Lo anterior, asegura la neutralidad tecnológica y claridad en los criterios de SyCS aplicables a la tecnología GFM emergente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
604	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma	En la Sección B-1: Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT), se sugiere: Se espera que un inversor grid forming sea capaz de soportar eventos que lo lleven a operar fuera de los límites normales, mediante la inyección de corriente durante y después de una caída de tensión, con el fin de contribuir a la recuperación del voltaje. La corriente inyectada debe presentar una característica que contrarreste el cambio de tensión en cada terminal del inversor, siempre dentro de las limitaciones físicas de la unidad.	No se acoge	La estructura del Título 3 del AT IBR responde a un diseño normativo que parte desde disposiciones generales y avanza hacia requerimientos específicos de desempeño para las IBR GFM. Esta estructura se fundamenta en la experiencia nacional y en estándares internacionales consolidados. Lo anterior, asegura la neutralidad tecnológica y claridad en los criterios de SyCS aplicables a la tecnología GFM emergente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica	Asimismo, se espera que el inversor continúe inyectando corriente dentro de los márgenes definidos por sus especificaciones técnicas. El objetivo de esta inyección de corriente es respaldar la estabilidad del sistema eléctrico en su conjunto, considerando las limitaciones y capacidades del equipo. Durante e inmediatamente después de un evento significativo en la red, se recomienda que el inversor grid forming actúe conforme a los siguientes principios, ordenados por prioridad: Autoprotección: Se debe permitir que el inversor grid forming evite que su corriente, potencia activa, energía u otra variable crítica exceda—aunque sea momentáneamente—su capacidad máxima preestablecida. Estabilidad del sistema en su conjunto: En la medida de lo posible, siempre que el inversor grid forming no haya encontrado aún restricciones relacionadas con el equipo y, por tanto, no requiera activar mecanismos de autoprotección, se espera que mantenga su comportamiento de formación de red durante e inmediatamente después del evento. Además, debe operar de manera predecible y acordada entre el propietario de la planta, el fabricante del inversor y el operador del sistema, dando prioridad a la estabilidad global del sistema eléctrico. Optimalidad: En la medida de lo posible, siempre que se hayan cumplido primero las prioridades de autoprotección y estabilidad del sistema en su conjunto, se espera que los inversores grid forming mantengan o retomen sus consignas de despacho de potencia activa y/o potencia reactiva después de un evento		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.	importante en la red. Las características de soporte ante perturbaciones de voltaje y frecuencia deben cumplir con las normas aplicables (por ejemplo, IEEE 2800).		
605	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de	En la Sección B-2: Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico), se sugiere: Durante fallas simétricos se espera que un inversor grid forming mantenga, en la medida de lo posible y dentro de sus límites físicos, una tensión interna equilibrada. El inversor grid forming debe inyectar corriente que se oponga al cambio de tensión. Esta corriente se define como la “IBR short-term rated current” (ISRC). La ISRC se define como la corriente por encima de la corriente nominal continua durante un período de tiempo limitado, pero sin exceder la capacidad máxima absoluta de corriente del inversor, de manera que el inversor mantenga su capacidad de regular el voltaje y la frecuencia. La capacidad adicional de operar temporalmente con una corriente superior a los niveles nominales continuos permite que un inversor grid forming replique más fácilmente el comportamiento de una máquina síncrona durante perturbaciones importantes de tensión o frecuencia. Las magnitudes y tiempos específicos de sobrecorriente deben evaluarse según las características particulares de cada proyecto, y pueden estar influenciados por	No se acoge	La estructura del Título 3 del AT IBR responde a un diseño normativo que parte desde disposiciones generales y avanza hacia requerimientos específicos de desempeño para las IBR GFM. Esta estructura se fundamenta en la experiencia nacional y en estándares internacionales consolidados. Lo anterior, asegura la neutralidad tecnológica y claridad en los criterios de SyCS aplicables a la tecnología GFM emergente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.	requerimientos técnicos o de mercado. Por ejemplo, una ISRC podría definirse como " el inversor debe ser capaz de proporcionar 1.5 veces la corriente nominal completa durante 2 segundos". Respuesta inmediata: El inversor grid forming debe operar como una fuente de tensión rígida e inyectar corriente limitada ante fallas (típicamente entre 1,3 y 1,5 por unidad durante al menos 2 segundos. No debe desconectarse debido a saturación de corriente. Soporte para la restauración de la tensión: Contribuir activamente a la recuperación de la tensión en el Punto de Conexión (PoC). Verificar si es necesario especificar un nivel mínimo de inyección (en p.e.) de corriente reactiva durante la la recuperación si se despeja una falla y el voltaje se mantiene bajo un umbral, por ejemplo (0,9 p.u.).		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
606	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado	En la Sección B-3: Respuesta ante fallas asimétricas, se sugiere: Durante fallas asimétricos, se espera que un inversor grid forming mantenga una tensión equilibrada en la medida de lo posible, dentro de sus límites físicos. Lo anterior naturalmente provoca que el inversor genere corrientes desequilibradas, incluyendo corrientes de secuencia negativa. Continuidad operativa Debe soportar y mantenerse estable ante un desequilibrio de tensión del 20–30 % durante al menos 500 milisegundos. No debe desconectarse, a menos que la subtensión en alguna fase dure más de 1 segundo por debajo de 0,3 pu. Desempeño de control: Limitar la corriente de secuencia negativa a menos del 10 % de la corriente nominal.	No se acoge	La estructura del Título 3 del AT IBR responde a un diseño normativo que parte desde disposiciones generales y avanza hacia requerimientos específicos de desempeño para las IBR GFM. Esta estructura se fundamenta en la experiencia nacional y en estándares internacionales consolidados. Lo anterior, asegura la neutralidad tecnológica y claridad en los criterios de SyCS aplicables a la tecnología GFM emergente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
607	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma	En la Sección B-4: Respuesta a condiciones anormales de frecuencia, se sugiere: Siempre que la frecuencia no exceda la región de no-desconexión definida, por ejemplo, por la norma IEEE 2800-2022, u otros requisitos o estándares aplicables, se espera que un inversor grid forming module la potencia activa según sea necesario durante y después de un evento de excursión de frecuencia para contribuir a la recuperación y estabilidad de la frecuencia. En el periodo subtransitorio se espera que la potencia inyectada tenga un efecto similar al	No se acoge	La estructura del Título 3 del AT IBR responde a un diseño normativo que parte desde disposiciones generales y avanza hacia requerimientos específicos de desempeño para las IBR GFM. Esta estructura se fundamenta en la experiencia nacional y en estándares internacionales consolidados. Lo anterior, asegura la neutralidad tecnológica y claridad en los criterios de SyCS aplicables a la tecnología GFM emergente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica	de resistir el cambio de frecuencia, sujeto a los límites físicos del sistema grid forming. Este comportamiento puede manifestarse como una forma de respuesta rápida de frecuencia y puede ayudar a reducir la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) de la red. Posterior al periodo subtransitorio, se espera que el inversor grid forming pueda responder a las necesidades de ajustes de frecuencia del sistema, en caso que participe en la provisión de CRF, CPF, CSF. La participación en el servicio de CPF dependerá del Droop definido. Rango de frecuencia de operación: Debe permanecer conectado y funcional, acorde a estándar IEEE 2800 u otro requisito estándar, entre 47,5 Hz y 52,5 Hz con garantías de rendimiento. Debe tener una tolerancia temporal (ride-through) hasta 47,0 Hz y hasta 53,0 Hz durante al menos 10 segundos, con reducción lineal de capacidad por debajo/encima de estos valores. Droop de frecuencia: Droop de potencia activa / frecuencia: 2% a 5% por Hz Debe ser capaz de proveer respuesta de inercia sintética en periodos inferiores a 300 ms por un periodo de hasta 500 ms. Es deseable que pueda soportar ROCOF superiores a 2 Hz/s y hasta 4 Hz/s.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
608	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de	En la Sección B-5, se sugiere: Se espera que un inversor grid forming absorba o inyecte potencia activa y/o reactiva para resistir cambios en el ángulo de fase de la tensión de secuencia positiva, y que realice dicha función salvo que se superen los límites del equipo. De manera similar, se espera que un inversor grid forming absorba o inyecte potencia reactiva/activa para reducir los cambios en la magnitud de la tensión de secuencia positiva. El ángulo de fase máximo que se espera que el inversor grid forming pueda soportar depende del sistema y debe ser acordado mutuamente entre el fabricante del inversor, el propietario de la planta y el operador del sistema. Capacidad de soporte de variaciones de salto de fase: Se debe soportar desplazamientos instantáneos de ángulo de hasta ±20 a 30° sin desconectarse. El sistema de control del inversor debe inyectar potencia activa compensatoria en un plazo de 15 a 20 milisegundos. Ante variaciones grandes de tensión, el	No se acoge	La estructura del Título 3 del AT IBR responde a un diseño normativo que parte desde disposiciones generales y avanza hacia requerimientos específicos de desempeño para las IBR GFM. Esta estructura se fundamenta en la experiencia nacional y en estándares internacionales consolidados. Lo anterior, asegura la neutralidad tecnológica y claridad en los criterios de SyCS aplicables a la tecnología GFM emergente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.	inversor debe limitar su aporte de corriente para proteger el hardware, pero mantener su modo de operación grid-forming.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
609	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado	En la Sección C: Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming, se sugiere revisar estas materias en un anexo técnico independiente. Respecto de la capacidad de operación en islas y su aplicación a la red de distribución, es crítico el desarrollo de estándares que permitan una operación segura de la red de distribución ante falla.	No se acoge	La estructura del Título 3 del AT IBR responde a un diseño normativo que parte desde disposiciones generales y avanza hacia requerimientos específicos de desempeño para las IBR GFM. Esta estructura se fundamenta en la experiencia nacional y en estándares internacionales consolidados. Lo anterior, asegura la neutralidad tecnológica y claridad en los criterios de SyCS aplicables a la tecnología GFM emergente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
610	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	5-1	El Título 5 desarrolla aspectos asociados a Modelos y Pruebas. Se sugiere definir un anexo técnico separado con los requesitos asociados a modelos EMT y otro anexo técnico separado asociado a las pruebas. Si bien el Artículo 5-7 indica: "el Coordinador deberá definir un set de pruebas para asegurar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en el presente Anexo", es crítico definir la forma de verificar cada una de las funcionalidades especificadas para los inversores grid forming como parte de la Norma Técnica. El Anexo Técnico propuesto no especifica las pruebas que se deben		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			desarrollar y dado lo específico de la materia, se sugiere tratar este tema por separado. Luego, se sugiere definir un Anexo Técnico complementario con los requerimientos específicos asociados a pruebas de funcionalidades. En función de los procesos de pruebas que se establezcan, se debe validar si las especificaciones propuestas inicialmente son válidas o estas deben ser revisadas. Es crítico que las pruebas de funcionalidad especifiquen y desarrollen se realicen con distintos niveles de fortaleza de red, teniendo en consideración las condiciones actuales y proyectadas bajo las cuales operarán los sistemas grid forming. Lo anterior, dado que el desempeño de los sistemas puede cambiar en condiciones de muy baja fortaleza de red. Respecto de los modelos EMT, también refleja un aspectro amplio de requerimientos, luego se sugiere revisar esta materia como un punto independiente.			
611	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	8-3	A nivel internacional se ha evidenciado que inversores grid following apropiadamente apropiadamenta ajustados también contribuyen con servicios de estabilidad, sin necesidad de ser convertidos a grid foming. Los tiempos de respuesta pueden ser incluso bastante similares. Luego, se sugiere que los sistemas actualmente instalados o declarados en construcción (que ya han puesto orden de compra de equipamiento), no deban ser transformados a inversores grid forming. A modo de ejemplo, se ilustra a continuación la diferencia entre respuesta de inversores grid following y grid forming evaluada en Australia por AEMO:		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Como se puede apreciar en la figura, las diferencias entre un inversor grid following apropiadamente ajustado y grid forming es despreciable.			
612	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	3-5	La propuesta de requerimiento asociado a la respuesta inercial establece que: "La instalación deberá contar con un margen de seguridad adecuado, el cual podrá garantizarse mediante distintas estrategias, entre ellas: i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación. ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores. iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superior a la requerida para la potencia nominal de salida." En este contexto, es esencial considerar que, si se establece adecuadamente en la norma un requerimiento vinculado a la respuesta de inversores grid forming frente a fallas simétricas (cortocircuito trifásico) mediante la definición de una contribución mínima de inercia, entonces no debería ser necesario mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación para garantizar una respuesta inercial mínima. De esta manera, con un inversor grid forming adecuadamente especificado, si se utilizan apropiadamente sus funcionalidades, se evita incurrir en un costo de oportunidad dado que	Se sugiere eliminar el Artículo 3-5 tal como está definido y considerar las observaciones asociadas a la propuesta de sección A-1 (Capacidad de soporte autónomo del sistema, en particular la definición asociada a contribución mínima de inercia) y la Sección B-2 (Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico))	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 596.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			el sistema grid forming especificado, por diseño, permitiría una capacidad transitoria de sobrecarga. La capacidad mínima de sobrecarga puede definirse de manera que no implique un sobredimensionamiento significativo del inversor. Lo anterior en un contexto donde la capacidad de sobre carga se debería utilizar, en caso de ser requerido, por un periodo de al menos 0,5 segundos y hasta un máximo, por ejemplo, de 2,0 segundos. Luego, si se especifica adecuadamente, el inversor grid forming, este debería ser capaz de operar como una fuente de tensión rígida e inyectar corriente limitada ante fallas, típicamente entre 1,3 y 1,5 por unidad, durante al menos 2 segundos. Cabe recordar que la resolución que define los SSCC define el servicio de Control Rápido de Frecuencia con un Tiempo Total de Activación de 1 segundo y un Tiempo Mínimo de Entrega de 5 minutos. Por lo tanto, la definición del requerimiento temporal para la respuesta inercial debería minimizar la superposición del requerimiento de respuesta inercial con el requerimiento de los tiempos que se han definido para el servicio de control rápido de frecuencia. En definitiva, si se especifica correctamente el requerimiento de sobrecarga de corta duración para inversores grid forming, la función de disponibilizar un requerimiento de inercia sintética mínimo no debería representar un costo de oportunidad, tal como ocurre con máquinas síncronas. La especificación de dicha capacidad de sobre carga transitoria, si se realiza apropiadamente, no debería representar una diferencia			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			significativa en el costo de inversión del inversor.			
660	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva	Para la Sección A: Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red, se sugiere la siguiente descripción: La operación en Estado Normal del sistema eléctrico se define como aquella que se desarrolla dentro de un rango estrecho alrededor del voltaje y la frecuencia nominal del sistema, que está definida en la Norma Técnica, Artículo 5-19, con la capacidad de eventualmente salirse de los rangos definidos para Estado Normal y entrar a Estado de Alerta por períodos breves de tiempo. Para mantener operaciones confiables en el sistema eléctrico nacional es esencial que los generadores del sistema eléctrico puedan mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los rangos especificados durante la operación normal, y devolver el sistema a dichos rangos después de un evento que los haya alterado.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 596.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
661	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase	En la Sección A-1: Capacidad de soporte autónomo del sistema, se sugiere: Los inversores tipo grid forming deben operar como fuentes de voltaje que mantengan y regulen de forma autónoma el voltaje y la frecuencia tanto en condiciones de estado estable como transitorias. Comportamiento como fuente de voltaje: Un	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 597.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia	inversor tipo grid forming debe comportarse como una fuente de voltaje detrás de una impedancia durante la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red (dentro de los límites de capacidad de corriente del inversor). Debe continuar inyectando voltaje después de una perturbación o evento de falla en el sistema eléctrico. Un inversor grid forming puede alcanzar temporalmente su límite de corriente durante periodos transitorios y no ser capaz de mantener constante su referencia de voltaje. Tiempo de respuesta: Se debe responder a las desviaciones de voltaje en menos de 20 ms. El tiempo de reacción inicial debiera ser menor a 5 ms. Contribución mínima de inercia: Un inversor tipo grid forming puede contribuir con inercia sintética al sistema para mitigar la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) y los mínimos de frecuencia bajo condiciones de alta penetración de recursos basados en inversores (IBR). Los inversores tipo grid forming deben responder a cambios rápidos de frecuencia en un plazo de 100–300 ms. Un inversor tipo grid forming debiera proporcionar una respuesta inercial efectiva equivalente al menos a 1 s – 3 s de inercia sintética, escalada según la potencia activa nominal. La inercia se debiera cuantificar en los primeros 0,5 segundos post-contingencia. Capacidad para operar de forma estable ante la pérdida de la última máquina síncrona: Un inversor tipo grid forming deberá ser capaz de operar de forma estable durante y después de la desconexión de la última máquina síncrona - siempre que la capacidad de generación del sistema pueda seguir cubriendo la demanda. El enfoque en este momento se centra en dos		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.	escenarios: Una separación del sistema en islas en la que uno o más inversores tipo grid forming continúan operando en una de las islas que no cuenta con ninguna máquina síncrona operativa. Un escenario en la que se despacha una pequeña cantidad de generación síncrona en un intervalo de tiempo y ninguna transitoriamente en el instante siguiente, o cuando se desconecta el último generador síncrono despachado.		
662	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en	En la Sección A-2: Capacidad de despacho, se sugiere: Los límites de los inversores grid forming deben ser comprendidos por el operador. Se puede habilitar el control local o remoto de los puntos de consigna tanto de la potencia activa como de la reactiva. Control de potencia activa: Debe ser capaz de ajustarse a nuevos puntos de consigna en menos de 1 segundo bajo condiciones normales. Precisión: Debe mantener un error en estado estacionario inferior al 1% del punto de consigna bajo condiciones constantes. Gradiente de potencia: Capacidad mínima de ±100%/s de la potencia activa nominal. Control de potencia reactiva: Se deben admitir los siguientes modos de control de tensión: voltaje constante, potencia	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 598.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los	reactiva constante y factor de potencia. Banda muerta del control de tensión: La banda muerta se utiliza en la práctica para evitar oscilaciones de control entre múltiples dispositivos de control de tensión y coordinar la salida de potencia reactiva en sistemas GFM en paralelo. Se debe definir una banda muerta de control de tensión para inversores grid forming, por ejemplo ±1% del voltaje nominal.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
663	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva	En la Sección A3: Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión, se sugiere: Se debe evitar oscilaciones no amortiguadas que pueden surgir debido a redes débiles, lazos de control rápido o armónicos. El amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión es una capacidad inherente de un sistema grid forming que comienza a responder de forma natural en menos de 5 ms a las desviaciones de voltaje. Tras una perturbación grande o pequeña, la salida de potencia activa y reactiva de un inversor grid forming debe ser adecuadamente amortiguada. Además, un inversor grid forming debe ser capaz de proporcionar amortiguamiento positivo a las oscilaciones de la red en el rango de frecuencias subsíncronas. La entrega adecuada del amortiguamiento deberá evaluarse según cada proyecto específico. Un inversor grid forming debería mostrar idealmente un ángulo de fase de impedancia entre -90 grados y +90 grados, en la mayoría de las frecuencias desde 10 a 500 Hz (requerimiento por validar mediante pruebas). A modo de referencia, en el contexto de la regulación en Australia, se entiende por amortiguación apropiada: https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/477/glossary/a	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 599.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
664	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase	En la Sección A-4: Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación, se sugiere: Se debe garantizar una distribución de carga estable, equitativa, en la medida de que no comprometa la estabilidad del sistema, y dinámica entre múltiples inversores grid forming en paralelo sin comunicación externa.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 600.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia	Esta propiedad se logra mediante la especificación de droop de frecuencia para compartir la potencia activa y droop de voltaje para compartir la potencia reactiva. Se debe utilizar la especificación de droop para garantizar una distribución de carga estable, equitativa y dinámica entre múltiples inversores grid forming en paralelo sin comunicación externa. Rango de específicación del droop: Droop de potencia activa / frecuencia: 2% a 5% por Hz. Droop de potencia reactiva / voltaje: ±5% en ±10% de desviación de voltaje.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
665	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en	En la Sección A-5: Operación en sistemas con baja fortaleza de red, se sugiere: Los inversores grid forming deben proporcionar capacidades de soporte a la red bajo condiciones de red débil (por ejemplo, SCR < 3). Debe permanecer estable y no causar interacciones adversas incluso con un SCR igual 1,5. Es deseable que pueda permanecer estable y no causar interacciones adversas incluso en el rango de SRC 1,2 a 1,5. Capacidad de soporte de variaciones de salto de fase: Se debe soportar desplazamientos instantáneos de ángulo de hasta ±20 a 30° sin desconectarse. Es deseable soportar desplazamientos instantáneos de ángulo de hasta ±60° sin desconectarse. Un cambio de ángulo de fase de ±60 grados es severo y solo viable en un pequeño subconjunto de ubicaciones de la red. Las pruebas deben centrarse en saltos de ángulo	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 601.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los	de fase de 20–30 grados. Para escalones mayores, la prueba debe aplicarse igualmente, pero la determinación de aprobado/reprobado debe ser situacional y depender de las condiciones reales del punto de conexión. En el contexto de la especificación de Australia, la capacidad de soportar variaciones de salto de fase ha sido probada con SCR de 3. En este contexto, no existe claridad si se tiene el mismo desempeño de soporte de variaciones de salto de fase en contexto de SCR menor a 3.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
666	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión	En la Sección A-6: Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado, se sugiere: Mantener la operación durante desequilibrios de voltaje o condiciones de falla sin excursiones excesivas de voltaje de fase o corriente. Las capacidades indicadas se deben garantizar para niveles de SCR superior a 3. Tolerancia al desequilibrio de tensión: Continuar la operación con un desequilibrio de tensión entre fases de ±10%. La respuesta de corriente por fase está limitada al 110–120% de la corriente nominal durante un máximo de 1 segundo. Capacidad de soporte de fallas asimétricas: Mantener la referencia de voltaje en las fases no afectadas y apoyar la recuperación tras la falla. Debe ser capaz de soportar fallos monofásicos o entre fases sin apagado no controlado. Para el caso de SCR menor a 3, las capacidades de soporte desequilibrios de tensión deberán validarse.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 602.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
667	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial	En la Sección B: Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red, se sugiere: Las condiciones anormales en el sistema eléctrico se caracterizan por excursiones de tensión y frecuencia fuera de los rangos normales de operación.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 603.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de	El inversor grid forming puede desconectarse ante condiciones anormales cuando dicha desconexión esté permitida o requerida por las normas IEEE 1547-2018, IEEE 2800-2022 u otros requisitos o estándares aplicables. Bajo condiciones anormales de red, el inversor grid forming debe operar conforme a los siguientes requisitos.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
668	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos	En la Sección B-1: Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT), se sugiere: Se espera que un inversor grid forming sea capaz de soportar eventos que lo lleven a operar fuera de los límites normales, mediante la inyección de corriente durante y después de una caída de tensión, con el fin de contribuir a la recuperación del voltaje. La corriente inyectada debe presentar una característica que contrarreste el cambio de tensión en cada terminal del inversor, siempre dentro de las limitaciones físicas de la unidad. Asimismo, se espera que el inversor continúe inyectando corriente dentro de los márgenes definidos por sus especificaciones técnicas. El objetivo de esta inyección de corriente es respaldar la estabilidad del sistema eléctrico en su conjunto, considerando las limitaciones y capacidades del equipo.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 604.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor	Durante e inmediatamente después de un evento significativo en la red, se recomienda que el inversor grid forming actúe conforme a los siguientes principios, ordenados por prioridad: Autoprotección: Se debe permitir que el inversor grid forming evite que su corriente, potencia activa, energía u otra variable crítica exceda—aunque sea momentáneamente—su capacidad máxima preestablecida. Estabilidad del sistema en su conjunto: En la medida de lo posible, siempre que el inversor grid forming no haya encontrado aún restricciones relacionadas con el equipo y, por tanto, no requiera activar mecanismos de autoprotección, se espera que mantenga su comportamiento de formación de red durante e inmediatamente después del evento. Además, debe operar de manera predecible y acordada entre el propietario de la planta, el fabricante del inversor y el operador del sistema, dando prioridad a la estabilidad global del sistema eléctrico. Optimalidad: En la medida de lo posible, siempre que se hayan cumplido primero las prioridades de autoprotección y estabilidad del sistema en su conjunto, se espera que los inversores grid forming mantengan o retomen sus consignas de despacho de potencia activa y/o potencia reactiva después de un evento importante en la red. Las características de soporte ante perturbaciones de voltaje y frecuencia deben cumplir con las normas aplicables (por ejemplo, IEEE 2800).		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
669	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión	En la Sección B-2: Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico), se sugiere: Durante fallas simétricos se espera que un inversor grid forming mantenga, en la medida de lo posible y dentro de sus límites físicos, una tensión interna equilibrada. El inversor grid forming debe inyectar corriente que se oponga al cambio de tensión. Esta corriente se define como la “IBR short-term rated current” (ISRC). La ISRC se define como la corriente por encima de la corriente nominal continua durante un período de tiempo limitado, pero sin exceder la capacidad máxima absoluta de corriente del inversor, de manera que el inversor mantenga su capacidad de regular el voltaje y la frecuencia. La capacidad adicional de operar temporalmente con una corriente superior a los niveles nominales continuos permite que un inversor grid forming replique más fácilmente el comportamiento de una máquina síncrona durante perturbaciones importantes de tensión o frecuencia. Las magnitudes y tiempos específicos de sobrecorriente deben evaluarse según las características particulares de cada proyecto, y pueden estar influenciados por requerimientos técnicos o de mercado. Por ejemplo, una ISRC podría definirse como “ el inversor debe ser capaz de proporcionar 1.5 veces la corriente nominal completa durante 2 segundos”.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 605.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.	Respuesta inmediata: El inversor grid forming debe operar como una fuente de tensión rígida e inyectar corriente limitada ante fallas (típicamente entre 1,3 y 1,5 por unidad durante al menos 2 segundos. No debe desconectarse debido a saturación de corriente. Soporte para la restauración de la tensión: Contribuir activamente a la recuperación de la tensión en el Punto de Conexión (PoC). Verificar si es necesario especificar un nivel mínimo de inyección (en p.e.) de corriente reactiva durante la la recuperación si se despeja una falla y el voltaje se mantiene bajo un umbral, por ejemplo (0,9 p.u.).		
670	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial	En la Sección B-3: Respuesta ante fallas asimétricas, se sugiere: Durante fallas asimétricos, se espera que un inversor grid forming mantenga una tensión equilibrada en la medida de lo posible, dentro de sus límites físicos. Lo anterior naturalmente provoca que el inversor genere corrientes desequilibradas, incluyendo corrientes de	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 606.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de	secuencia negativa. Continuidad operativa Debe soportar y mantenerse estable ante un desequilibrio de tensión del 20–30 % durante al menos 500 milisegundos. No debe desconectarse, a menos que la subtensión en alguna fase dure más de 1 segundo por debajo de 0,3 pu. Desempeño de control: Limitar la corriente de secuencia negativa a menos del 10 % de la corriente nominal.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
671	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos	En la Sección B-4: Respuesta a condiciones anormales de frecuencia, se sugiere: Siempre que la frecuencia no exceda la región de no-desconexión definida, por ejemplo, por la norma IEEE 2800-2022, u otros requisitos o estándares aplicables, se espera que un inversor grid forming module la potencia activa según sea necesario durante y después de un evento de excursión de frecuencia para contribuir a la recuperación y estabilidad de la frecuencia. En el periodo subtransitorio se espera que la potencia inyectada tenga un efecto similar al de resistir el cambio de frecuencia, sujeto a los límites físicos del sistema grid forming. Este comportamiento puede manifestarse como una forma de respuesta rápida de frecuencia y puede ayudar a reducir la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) de la red. Posterior al periodo subtransitorio, se espera que el inversor grid forming pueda responder	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 607.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor	a las necesidades de ajustes de frecuencia del sistema, en caso que participe en la provisión de CRF, CPF, CSF. La participación en el servicio de CPF dependerá del Droop definido. Rango de frecuencia de operación: Debe permanecer conectado y funcional, acorde a estándar IEEE 2800 u otro requisito estándar, entre 47,5 Hz y 52,5 Hz con garantías de rendimiento. Debe tener una tolerancia temporal (ride-through) hasta 47,0 Hz y hasta 53,0 Hz durante al menos 10 segundos, con reducción lineal de capacidad por debajo/encima de estos valores. Droop de frecuencia: Droop de potencia activa / frecuencia: 2% a 5% por Hz Debe ser capaz de proveer respuesta de inercia sintética en periodos inferiores a 300 ms por un periodo de hasta 500 ms. Es deseable que pueda soportar ROCOF superiores a 2 Hz/s y hasta 4 Hz/s.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
672	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión	En la Sección B-5, se sugiere: Se espera que un inversor grid forming absorba o inyecte potencia activa y/o reactiva para resistir cambios en el ángulo de fase de la tensión de secuencia positiva, y que realice dicha función salvo que se superen los límites del equipo. De manera similar, se espera que un inversor grid forming absorba o inyecte potencia reactiva/activa para reducir los cambios en la magnitud de la tensión de secuencia positiva. El ángulo de fase máximo que se espera que el inversor grid forming pueda soportar depende del sistema y debe ser acordado mutuamente entre el fabricante del inversor, el propietario de la planta y el operador del sistema. Capacidad de soporte de variaciones de salto de fase: Se debe soportar desplazamientos instantáneos de ángulo de hasta ±20 a 30° sin desconectarse. El sistema de control del inversor debe inyectar potencia activa compensatoria en un plazo de 15 a 20 milisegundos. Ante variaciones grandes de tensión, el inversor debe limitar su aporte de corriente para proteger el hardware, pero mantener su modo de operación grid-forming.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 608.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
673	Consejo Minero de Chile A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado	En la Sección C: Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming, se sugiere revisar estas materias en un anexo técnico independiente. Respecto de la capacidad de operación en islas y su aplicación a la red de distribución, es crítico el desarrollo de estándares que permitan una operación segura de la red de distribución ante falla.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 609.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
674	Consejo Minero de Chile A.G.	3-5	La propuesta de requerimiento asociado a la respuesta inercial establece que: “La instalación deberá contar con un margen de seguridad adecuado, el cual podrá garantizarse mediante distintas estrategias, entre ellas: i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación. ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores. iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de	Se sugiere eliminar el Artículo 3-5 tal como está definido y considerar las observaciones asociadas a la propuesta de sección A-1 (Capacidad de soporte autónomo del sistema, en particular la definición asociada a contribución mínima de inercia) y la Sección B-2 (Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico))	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 596.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			convertidores superior a la requerida para la potencia nominal de salida." En este contexto, es esencial considerar que, si se establece adecuadamente en la norma un requerimiento vinculado a la respuesta de inversores grid forming frente a fallas simétricas (cortocircuito trifásico) mediante la definición de una contribución mínima de inercia, entonces no debería ser necesario mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación para garantizar una respuesta inercial mínima. De esta manera, con un inversor grid forming adecuadamente especificado, si se utilizan apropiadamente sus funcionalidades, se evita incurrir en un costo de oportunidad dado que el sistema grid forming especificado, por diseño, permitiría una capacidad transitoria de sobrecarga. La capacidad mínima de sobrecarga puede definirse de manera que no implique un sobredimensionamiento significativo del inversor. Lo anterior en un contexto donde la capacidad de sobre carga se debería utilizar, en caso de ser requerido, por un periodo de al menos 0,5 segundos y hasta un máximo, por ejemplo, de 2,0 segundos. Luego, si se especifica adecuadamente, el inversor grid forming, este debería ser capaz de operar como una fuente de tensión rígida e inyectar corriente limitada ante fallas, típicamente entre 1,3 y 1,5 por unidad, durante al menos 2 segundos. Cabe recordar que la resolución que define los SSCC define el servicio de Control Rápido de Frecuencia con un Tiempo Total de Activación de 1 segundo y un Tiempo Mínimo de Entrega			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			de 5 minutos. Por lo tanto, la definición del requerimiento temporal para la respuesta inercial debería minimizar la superposición del requerimiento de respuesta inercial con el requerimiento de los tiempos que se han definido para el servicio de control rápido de frecuencia. En definitiva, si se especifica correctamente el requerimiento de sobrecarga de corta duración para inversores grid forming, la función de disponibilizar un requerimiento de inercia sintética mínimo no debería representar un costo de oportunidad, tal como ocurre con máquinas síncronas. La especificación de dicha capacidad de sobre carga transitoria, si se realiza apropiadamente, no debería representar una diferencia significativa en el costo de inversión del inversor.			
675	Consejo Minero de Chile A.G.	3-11	Este artículo señala que: *"Los Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA que se encuentren conectados al SEN, deberán ser IBR GFM o, en su defecto, poder actualizarse para incorporar dicha característica de acuerdo con el Artículo 4-8 del presente Anexo."* Al respecto, es posible que hayan equipos GFL conectados al SI que no tengan la capacidad de actualizarse y realizar su conversión a GFM.	Los Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA que se encuentren conectados al SEN, deberán ser IBR GFM o, en su defecto, poder actualizarse para incorporar dicha característica de acuerdo con el Artículo 4-8 del presente Anexo. En los casos en de las instalaciones IBR GFL que técnicamente no puedan realizar su conversión a IBR GFM, tienen la obligación de notificar esta situación al Coordinador justificando la imposibilidad técnica.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la obligatoriedad de capacidad GFM en SAE y CRCA".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
676	Consejo Minero de Chile A.G.	5-1	El Título 5 desarrolla aspectos asociados a Modelos y Pruebas. Se sugiere definir un anexo técnico separado con los requesitos asociados a modelos EMT y otro anexo técnico separado asociado a las pruebas. Si bien el Artículo 5-7 indica: "el Coordinador deberá definir un set de pruebas para asegurar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en el presente Anexo", es crítico definir la forma de verificar cada una de las funcionalidades especificadas para los inversores grid forming como parte de la Norma Técnica. El Anexo Técnico propuesto no especifica las pruebas que se deben desarrollar y dado lo específico de la materia, se sugiere tratar este tema por separado. Luego, se sugiere definir un Anexo Técnico complementario con los requerimientos específicos asociados a pruebas de funcionalidades. En función de los procesos de pruebas que se establezcan, se debe validar si las especificaciones propuestas inicialmente son válidas o estas deben ser revisadas. Es crítico que las pruebas de funcionalidad especifiquen y desarrollen se realicen con distintos niveles de fortaleza de red, teniendo en consideración las condiciones actuales y proyectadas bajo las cuales operarán los sistemas grid forming. Lo anterior, dado que el desempeño de los sistemas puede cambiar en condiciones de muy baja fortaleza de red. Respecto de los modelos EMT, también refleja un aspectro amplio de requerimientos, luego se sugiere revisar esta materia como un punto independiente.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
677	Consejo Minero de Chile A.G.	8-2	Este artículo señala que: *"Las instalaciones existentes deberán entregar los modelos EMT a los que hace referencia el Artículo 5-1 del presente Anexo. (...)"* Al respecto, ¿en qué software se deben implementar estos modelos EMT? Es importante definir un software para la presentación de los modelos EMT, o en su defecto, estandarizar el formato de los modelos que se les solicita a los OEM's.	Las instalaciones existentes deberán entregar los modelos EMT a los que hace referencia el Artículo 5-1 del presente Anexo, implementados en el software que defina el Coordinador Eléctrico Nacional o, en su defecto, en un formato estandarizado que permita su integración directa en los estudios requeridos. (...)	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el software utilizado para los modelos EMT".
678	Consejo Minero de Chile A.G.	8-3	A nivel internacional se ha evidenciado que inversores grid following apropiadamente apropiadamenta ajustados también contribuyen con servicios de estabilidad, sin necesidad de ser convertidos a grid foming. Los tiempos de respuesta pueden ser incluso bastante similares. Luego, se sugiere que los sistemas actualmente instalados o declarados en construcción (que ya han puesto orden de compra de equipamiento), no deban ser transformados a inversores grid forming. A modo de ejemplo, se ilustra a continuación la diferencia entre respuesta de inversores grid following y grid forming evaluada en Australia por AEMO:		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Como se puede apreciar en la figura, las diferencias entre un inversor grid following apropiadamente ajustado y grid forming es despreciable.			
726	Acenor A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva	Para la Sección A: Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red, se sugiere la siguiente descripción: La operación en Estado Normal del sistema eléctrico se define como aquella que se desarrolla dentro de un rango estrecho alrededor del voltaje y la frecuencia nominal del sistema, que está definida en la Norma Técnica, Artículo 5-19, con la capacidad de eventualmente salirse de los rangos definidos para Estado Normal y entrar a Estado de Alerta por períodos breves de tiempo. Para mantener operaciones confiables en el sistema eléctrico nacional es esencial que los generadores del sistema eléctrico puedan mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los rangos especificados durante la operación normal, y devolver el sistema a dichos rangos después de un evento que los haya alterado.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 596.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
727	Acenor A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase	En la Sección A-1: Capacidad de soporte autónomo del sistema, se sugiere: Los inversores tipo grid forming deben operar como fuentes de voltaje que mantengan y regulen de forma autónoma el voltaje y la frecuencia tanto en condiciones de estado estable como transitorias. Comportamiento como fuente de voltaje: Un	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 597.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia	inversor tipo grid forming debe comportarse como una fuente de voltaje detrás de una impedancia durante la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red (dentro de los límites de capacidad de corriente del inversor). Debe continuar inyectando voltaje después de una perturbación o evento de falla en el sistema eléctrico. Un inversor grid forming puede alcanzar temporalmente su límite de corriente durante periodos transitorios y no ser capaz de mantener constante su referencia de voltaje. Tiempo de respuesta: Se debe responder a las desviaciones de voltaje en menos de 20 ms. El tiempo de reacción inicial debiera ser menor a 5 ms. Contribución mínima de inercia: Un inversor tipo grid forming puede contribuir con inercia sintética al sistema para mitigar la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) y los mínimos de frecuencia bajo condiciones de alta penetración de recursos basados en inversores (IBR). Los inversores tipo grid forming deben responder a cambios rápidos de frecuencia en un plazo de 100–300 ms. Un inversor tipo grid forming debiera proporcionar una respuesta inercial efectiva equivalente al menos a 1 s – 3 s de inercia sintética, escalada según la potencia activa nominal. La inercia se debiera cuantificar en los primeros 0,5 segundos post-contingencia. Capacidad para operar de forma estable ante la pérdida de la última máquina síncrona: Un inversor tipo grid forming deberá ser capaz de operar de forma estable durante y después de la desconexión de la última máquina síncrona - siempre que la capacidad de generación del sistema pueda seguir cubriendo la demanda. El enfoque en este momento se centra en dos		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.	escenarios: Una separación del sistema en islas en la que uno o más inversores tipo grid forming continúan operando en una de las islas que no cuenta con ninguna máquina síncrona operativa. Un escenario en la que se despacha una pequeña cantidad de generación síncrona en un intervalo de tiempo y ninguna transitoriamente en el instante siguiente, o cuando se desconecta el último generador síncrono despachado.		
728	Acenor A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en	En la Sección A-2: Capacidad de despacho, se sugiere: Los límites de los inversores grid forming deben ser comprendidos por el operador. Se puede habilitar el control local o remoto de los puntos de consigna tanto de la potencia activa como de la reactiva. Control de potencia activa: Debe ser capaz de ajustarse a nuevos puntos de consigna en menos de 1 segundo bajo condiciones normales. Precisión: Debe mantener un error en estado estacionario inferior al 1% del punto de consigna bajo condiciones constantes. Gradiente de potencia: Capacidad mínima de ±100%/s de la potencia activa nominal. Control de potencia reactiva: Se deben admitir los siguientes modos de control de tensión: voltaje constante, potencia	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 598.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los	reactiva constante y factor de potencia. Banda muerta del control de tensión: La banda muerta se utiliza en la práctica para evitar oscilaciones de control entre múltiples dispositivos de control de tensión y coordinar la salida de potencia reactiva en sistemas GFM en paralelo. Se debe definir una banda muerta de control de tensión para inversores grid forming, por ejemplo ±1% del voltaje nominal.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
729	Acenor A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva	En la Sección A3: Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión, se sugiere: Se debe evitar oscilaciones no amortiguadas que pueden surgir debido a redes débiles, lazos de control rápido o armónicos. El amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión es una capacidad inherente de un sistema grid forming que comienza a responder de forma natural en menos de 5 ms a las desviaciones de voltaje. Tras una perturbación grande o pequeña, la salida de potencia activa y reactiva de un inversor grid forming debe ser adecuadamente amortiguada. Además, un inversor grid forming debe ser capaz de proporcionar amortiguamiento positivo a las oscilaciones de la red en el rango de frecuencias subsíncronas. La entrega adecuada del amortiguamiento deberá evaluarse según cada proyecto específico. Un inversor grid forming debería mostrar idealmente un ángulo de fase de impedancia entre -90 grados y +90 grados, en la mayoría de las frecuencias desde 10 a 500 Hz (requerimiento por validar mediante pruebas). A modo de referencia, en el contexto de la regulación en Australia, se entiende por amortiguación apropiada: https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/477/glossary/a	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 599.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
730	Acenor A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase	En la Sección A-4: Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación, se sugiere: Se debe garantizar una distribución de carga estable, equitativa, en la medida de que no comprometa la estabilidad del sistema, y dinámica entre múltiples inversores grid forming en paralelo sin comunicación externa.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 600.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia	Esta propiedad se logra mediante la especificación de droop de frecuencia para compartir la potencia activa y droop de voltaje para compartir la potencia reactiva. Se debe utilizar la especificación de droop para garantizar una distribución de carga estable, equitativa y dinámica entre múltiples inversores grid forming en paralelo sin comunicación externa. Rango de específicación del droop: Droop de potencia activa / frecuencia: 2% a 5% por Hz. Droop de potencia reactiva / voltaje: ±5% en ±10% de desviación de voltaje.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
731	Acenor A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en	En la Sección A-5: Operación en sistemas con baja fortaleza de red, se sugiere: Los inversores grid forming deben proporcionar capacidades de soporte a la red bajo condiciones de red débil (por ejemplo, SCR < 3). Debe permanecer estable y no causar interacciones adversas incluso con un SCR igual 1,5. Es deseable que pueda permanecer estable y no causar interacciones adversas incluso en el rango de SRC 1,2 a 1,5. Capacidad de soporte de variaciones de salto de fase: Se debe soportar desplazamientos instantáneos de ángulo de hasta ±20 a 30° sin desconectarse. Es deseable soportar desplazamientos instantáneos de ángulo de hasta ±60° sin desconectarse. Un cambio de ángulo de fase de ±60 grados es severo y solo viable en un pequeño subconjunto de ubicaciones de la red. Las pruebas deben centrarse en saltos de ángulo	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 601.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los	de fase de 20–30 grados. Para escalones mayores, la prueba debe aplicarse igualmente, pero la determinación de aprobado/reprobado debe ser situacional y depender de las condiciones reales del punto de conexión. En el contexto de la especificación de Australia, la capacidad de soportar variaciones de salto de fase ha sido probada con SCR de 3. En este contexto, no existe claridad si se tiene el mismo desempeño de soporte de variaciones de salto de fase en contexto de SCR menor a 3.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
732	Acenor A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión	En la Sección A-6: Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado, se sugiere: Mantener la operación durante desequilibrios de voltaje o condiciones de falla sin excursiones excesivas de voltaje de fase o corriente. Las capacidades indicadas se deben garantizar para niveles de SCR superior a 3. Tolerancia al desequilibrio de tensión: Continuar la operación con un desequilibrio de tensión entre fases de ±10%. La respuesta de corriente por fase está limitada al 110–120% de la corriente nominal durante un máximo de 1 segundo. Capacidad de soporte de fallas asimétricas: Mantener la referencia de voltaje en las fases no afectadas y apoyar la recuperación tras la falla. Debe ser capaz de soportar fallos monofásicos o entre fases sin apagado no controlado. Para el caso de SCR menor a 3, las capacidades de soporte desequilibrios de tensión deberán validarse.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 602.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
733	Acenor A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial	En la Sección B: Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red, se sugiere: Las condiciones anormales en el sistema eléctrico se caracterizan por excursiones de tensión y frecuencia fuera de los rangos normales de operación.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 603.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de	El inversor grid forming puede desconectarse ante condiciones anormales cuando dicha desconexión esté permitida o requerida por las normas IEEE 1547-2018, IEEE 2800-2022 u otros requisitos o estándares aplicables. Bajo condiciones anormales de red, el inversor grid forming debe operar conforme a los siguientes requisitos.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
734	Acenor A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos	En la Sección B-1: Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT), se sugiere: Se espera que un inversor grid forming sea capaz de soportar eventos que lo lleven a operar fuera de los límites normales, mediante la inyección de corriente durante y después de una caída de tensión, con el fin de contribuir a la recuperación del voltaje. La corriente inyectada debe presentar una característica que contrarreste el cambio de tensión en cada terminal del inversor, siempre dentro de las limitaciones físicas de la unidad. Asimismo, se espera que el inversor continúe inyectando corriente dentro de los márgenes definidos por sus especificaciones técnicas. El objetivo de esta inyección de corriente es respaldar la estabilidad del sistema eléctrico en su conjunto, considerando las limitaciones y capacidades del equipo.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 604.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor	Durante e inmediatamente después de un evento significativo en la red, se recomienda que el inversor grid forming actúe conforme a los siguientes principios, ordenados por prioridad: Autoprotección: Se debe permitir que el inversor grid forming evite que su corriente, potencia activa, energía u otra variable crítica exceda—aunque sea momentáneamente—su capacidad máxima preestablecida. Estabilidad del sistema en su conjunto: En la medida de lo posible, siempre que el inversor grid forming no haya encontrado aún restricciones relacionadas con el equipo y, por tanto, no requiera activar mecanismos de autoprotección, se espera que mantenga su comportamiento de formación de red durante e inmediatamente después del evento. Además, debe operar de manera predecible y acordada entre el propietario de la planta, el fabricante del inversor y el operador del sistema, dando prioridad a la estabilidad global del sistema eléctrico. Optimalidad: En la medida de lo posible, siempre que se hayan cumplido primero las prioridades de autoprotección y estabilidad del sistema en su conjunto, se espera que los inversores grid forming mantengan o retomen sus consignas de despacho de potencia activa y/o potencia reactiva después de un evento importante en la red. Las características de soporte ante perturbaciones de voltaje y frecuencia deben cumplir con las normas aplicables (por ejemplo, IEEE 2800).		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
735	Acenor A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva	En la Sección B-2: Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico), se sugiere: Durante fallas simétricos se espera que un inversor grid forming mantenga, en la medida de lo posible y dentro de sus límites físicos, una tensión interna equilibrada. El inversor grid forming debe inyectar corriente que se oponga al cambio de tensión. Esta corriente se define como la “IBR short-term rated current” (ISRC). La ISRC se define como la corriente por encima de la corriente nominal continua durante un período de tiempo limitado, pero sin exceder la capacidad máxima absoluta de corriente del inversor, de manera que el inversor mantenga su capacidad de regular el voltaje y la frecuencia. La capacidad adicional de operar temporalmente con una corriente superior a los niveles nominales continuos permite que un inversor grid forming replique más fácilmente el comportamiento de una máquina síncrona durante perturbaciones importantes de tensión o frecuencia. Las magnitudes y tiempos específicos de sobrecorriente deben evaluarse según las características particulares de cada proyecto, y pueden estar influenciados por requerimientos técnicos o de mercado. Por ejemplo, una ISRC podría definirse como “ el inversor debe ser capaz de proporcionar 1.5 veces la corriente nominal completa durante 2 segundos”. Respuesta inmediata:	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 605.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.	El inversor grid forming debe operar como una fuente de tensión rígida e inyectar corriente limitada ante fallas (típicamente entre 1,3 y 1,5 por unidad durante al menos 2 segundos. No debe desconectarse debido a saturación de corriente. Soporte para la restauración de la tensión: Contribuir activamente a la recuperación de la tensión en el Punto de Conexión (PoC). Verificar si es necesario especificar un nivel mínimo de inyección (en p.e.) de corriente reactiva durante la la recuperación si se despeja una falla y el voltaje se mantiene bajo un umbral, por ejemplo (0,9 p.u.).		
736	Acenor A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase	En la Sección B-3: Respuesta ante fallas asimétricas, se sugiere: Durante fallas asimétricos, se espera que un inversor grid forming mantenga una tensión equilibrada en la medida de lo posible, dentro de sus límites físicos. Lo anterior naturalmente provoca que el inversor genere corrientes desequilibradas, incluyendo corrientes de secuencia negativa.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 606.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia	Continuidad operativa Debe soportar y mantenerse estable ante un desequilibrio de tensión del 20–30 % durante al menos 500 milisegundos. No debe desconectarse, a menos que la subtensión en alguna fase dure más de 1 segundo por debajo de 0,3 pu. Desempeño de control: Limitar la corriente de secuencia negativa a menos del 10 % de la corriente nominal.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
737	Acenor A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en	En la Sección B-4: Respuesta a condiciones anormales de frecuencia, se sugiere: Siempre que la frecuencia no exceda la región de no-desconexión definida, por ejemplo, por la norma IEEE 2800-2022, u otros requisitos o estándares aplicables, se espera que un inversor grid forming module la potencia activa según sea necesario durante y después de un evento de excursión de frecuencia para contribuir a la recuperación y estabilidad de la frecuencia. En el periodo subtransitorio se espera que la potencia inyectada tenga un efecto similar al de resistir el cambio de frecuencia, sujeto a los límites físicos del sistema grid forming. Este comportamiento puede manifestarse como una forma de respuesta rápida de frecuencia y puede ayudar a reducir la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) de la red. Posterior al periodo subtransitorio, se espera que el inversor grid forming pueda responder a las necesidades de ajustes de frecuencia del	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 607.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los	sistema, en caso que participe en la provisión de CRF, CPF, CSF. La participación en el servicio de CPF dependerá del Droop definido. Rango de frecuencia de operación: Debe permanecer conectado y funcional, acorde a estándar IEEE 2800 u otro requisito estándar, entre 47,5 Hz y 52,5 Hz con garantías de rendimiento. Debe tener una tolerancia temporal (ride-through) hasta 47,0 Hz y hasta 53,0 Hz durante al menos 10 segundos, con reducción lineal de capacidad por debajo/encima de estos valores. Droop de frecuencia: Droop de potencia activa / frecuencia: 2% a 5% por Hz Debe ser capaz de proveer respuesta de inercia sintética en periodos inferiores a 300 ms por un periodo de hasta 500 ms. Es deseable que pueda soportar ROCOF superiores a 2 Hz/s y hasta 4 Hz/s.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			
738	Acenor A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red	En la Sección B-5, se sugiere: Se espera que un inversor grid forming absorba o inyecte potencia activa y/o reactiva para resistir cambios en el ángulo de fase de la tensión de secuencia positiva, y que realice dicha función salvo que se superen los límites del equipo. De manera similar, se espera que un inversor grid forming absorba o inyecte potencia reactiva/activa para reducir los cambios en la magnitud de la tensión de secuencia positiva. El ángulo de fase máximo que se espera que el inversor grid forming pueda soportar depende del sistema y debe ser acordado mutuamente entre el fabricante del inversor, el propietario de la planta y el operador del sistema. Capacidad de soporte de variaciones de salto de fase: Se debe soportar desplazamientos instantáneos de ángulo de hasta ±20 a 30° sin desconectarse. El sistema de control del inversor debe inyectar potencia activa compensatoria en un plazo de 15 a 20 milisegundos. Ante variaciones grandes de tensión, el inversor debe limitar su aporte de corriente	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 608.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.	para proteger el hardware, pero mantener su modo de operación grid-forming.		

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
739	Acenor A.G.	3-1	El Título 3 desarrolla las exigencias mínimas para IBR GFM utilizando la siguiente estructura entre los Artículos 3.1 y 3.11: 1. Exigencias generales 2. Controlador de tensión 3. Parámetros del controlador de tensión 4. Controlador de frecuencia / potencia 5. Respuesta inercial 6. Control activo del salto de fase 7. Control de amortiguamiento de potencia activa 8. Control de inyección rápida de corriente 9. Capacidad de operar en una isla eléctrica 10. Capacidad de partida autónoma El Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters) ha desarrollado recomendaciones para establecer más claridad en especificaciones más funcionales de inversores Grid Forming. En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores grid forming en condiciones normales y anormales de operación del sistema: A. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado	En la Sección C: Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming, se sugiere revisar estas materias en un anexo técnico independiente. Respecto de la capacidad de operación en islas y su aplicación a la red de distribución, es crítico el desarrollo de estándares que permitan una operación segura de la red de distribución ante falla.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 609.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio Cada una de los literales propuestos debiera ser un Artículo que describa los requerimientos funcionales y los límites de los sistemas con inversores tipo grid forming. Si se utiliza la estructura sugerida, se facilitará a los distintos grupos de interés una mejor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo gridforming, aspecto que es crítico en el proceso de transición energética.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
740	Acenor A.G.	5-1	El Título 5 desarrolla aspectos asociados a Modelos y Pruebas. Se sugiere definir un anexo técnico separado con los requesitos asociados a modelos EMT y otro anexo técnico separado asociado a las pruebas. Si bien el Artículo 5-7 indica: "el Coordinador deberá definir un set de pruebas para asegurar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en el presente Anexo", es crítico definir la forma de verificar cada una de las funcionalidades especificadas para los inversores grid forming como parte de la Norma Técnica. El Anexo Técnico propuesto no especifica las pruebas que se deben desarrollar y dado lo específico de la materia, se sugiere tratar este tema por separado. Luego, se sugiere definir un Anexo Técnico complementario con los requerimientos específicos asociados a pruebas de funcionalidades. En función de los procesos de pruebas que se establezcan, se debe validar si las especificaciones propuestas inicialmente son válidas o estas deben ser revisadas. Es crítico que las pruebas de funcionalidad especifiquen y desarrollen se realicen con distintos niveles de fortaleza de red, teniendo en consideración las condiciones actuales y proyectadas bajo las cuales operarán los sistemas grid forming. Lo anterior, dado que el desempeño de los sistemas puede cambiar en condiciones de muy baja fortaleza de red. Respecto de los modelos EMT, también refleja un aspectro amplio de requerimientos, luego se sugiere revisar esta materia como un punto independiente.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
741	Acenor A.G.	8-3	A nivel internacional se ha evidenciado que inversores grid following apropiadamente apropiadamenta ajustados también contribuyen con servicios de estabilidad, sin necesidad de ser convertidos a grid foming. Los tiempos de respuesta pueden ser incluso bastante similares. Luego, se sugiere que los sistemas actualmente instalados o declarados en construcción (que ya han puesto orden de compra de equipamiento), no deban ser transformados a inversores grid forming. A modo de ejemplo, se ilustra a continuación la diferencia entre respuesta de inversores grid following y grid forming evaluada en Australia por AEMO: Como se puede apreciar en la figura, las diferencias entre un inversor grid following apropiadamente ajustado y grid forming es despreciable.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
742	Acenor A.G.	3-5	La propuesta de requerimiento asociado a la respuesta inercial establece que: “La instalación deberá contar con un margen de seguridad adecuado, el cual podrá garantizarse mediante distintas estrategias, entre ellas: i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación. ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores. iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superior a la requerida para la potencia nominal de salida.” En este contexto, es esencial considerar que, si se establece adecuadamente en la norma un requerimiento vinculado a la respuesta de	Se sugiere eliminar el Artículo 3-5 tal como está definido y considerar las observaciones asociadas a la propuesta de sección A-1 (Capacidad de soporte autónomo del sistema, en particular la definición asociada a contribución mínima de inercia) y la Sección B-2 (Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico))	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 596.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			inversores grid forming frente a fallas simétricas (cortocircuito trifásico) mediante la definición de una contribución mínima de inercia, entonces no debería ser necesario mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación para garantizar una respuesta inercial mínima. De esta manera, con un inversor grid forming adecuadamente especificado, si se utilizan apropiadamente sus funcionalidades, se evita incurrir en un costo de oportunidad dado que el sistema grid forming especificado, por diseño, permitiría una capacidad transitoria de sobrecarga. La capacidad mínima de sobrecarga puede definirse de manera que no implique un sobredimensionamiento significativo del inversor. Lo anterior en un contexto donde la capacidad de sobre carga se debería utilizar, en caso de ser requerido, por un periodo de al menos 0,5 segundos y hasta un máximo, por ejemplo, de 2,0 segundos. Luego, si se especifica adecuadamente, el inversor grid forming, este debería ser capaz de operar como una fuente de tensión rígida e inyectar corriente limitada ante fallas, típicamente entre 1,3 y 1,5 por unidad, durante al menos 2 segundos. Cabe recordar que la resolución que define los SSCC define el servicio de Control Rápido de Frecuencia con un Tiempo Total de Activación de 1 segundo y un Tiempo Mínimo de Entrega de 5 minutos. Por lo tanto, la definición del requerimiento temporal para la respuesta inercial debería minimizar la superposición del requerimiento de respuesta inercial con el requerimiento de los tiempos que se han definido para el servicio de control rápido de			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			frecuencia. En definitiva, si se especifica correctamente el requerimiento de sobrecarga de corta duración para inversores grid forming, la función de disponibilizar un requerimiento de inercia sintética mínimo no debería representar un costo de oportunidad, tal como ocurre con máquinas síncronas. La especificación de dicha capacidad de sobre carga transitoria, si se realiza apropiadamente, no debería representar una diferencia significativa en el costo de inversión del inversor.			
767	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	1-3	*"Artículo 1-3 Abreviaturas* *3. IBR GFL : Instalación Basada en Convertidores en modo seguidor de red.* *4. IBR GFM : Instalación Basada en Convertidores en modo formador de red."* **Observación:** Se recomienda, a fin de unificar el lenguaje con otras normativas internacionales, agregar la definición de "planta" a las anteriores abreviaturas.	Artículo 1-3 Abreviaturas 3. IBR GFL : Instalación o Planta Basada en Convertidores en modo seguidor de red. 4. IBR GFM : Instalación o Planta Basada en Convertidores en modo formador de red.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 17.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
768	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	3-2	*"El Controlador de Tensión de una IBR GFM deberá ser autónomo, permitiéndole mantener la tensión dentro de los límites permitidos correspondientes, de acuerdo con lo establecido en la NTSyCS, sin requerir el apoyo de otras unidades generadoras sincrónicas u otras IBR GFM.* *El Controlador de Tensión de la instalación deberá cumplir con, al menos, los siguientes requisitos:* *1. El Tiempo de Reacción del controlador debe ser instantáneo* *2. El FIV del convertidor debe mantenerse constante en periodos transitorios, sin exceder los límites técnicos de la instalación.* *3. El controlador deberá inhabilitarse cuando el control de inyección rápida de corriente se active, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-8 del presente Anexo* **Observación:** *Se propone modificar el punto 1. Primeramente, señalar que los controladores no reaccionan de forma instantánea. Estos tienen un refresh rate de aprox. 25ms-40ms, que sumado a los retardos de comunicacion (medida del POI, etc) generan los setpoints hacia los inversores de una IBR GFM en un tiempo mayor al tiempo instantáneo (>5ms) requerido. Sin embargo, la reacción del control de tensión en terminales de cada inversor es instantánea. Finalmente, la respuesta conjunta (inversor+Controlador de Tensión), es instantánea en el punto de conexión al SI.*	"El Controlador de Tensión de una IBR GFM deberá ser autónomo, permitiéndole mantener la tensión dentro de los límites permitidos correspondientes, de acuerdo con lo establecido en la NTSyCS, sin requerir el apoyo de otras unidades generadoras sincrónicas u otras IBR GFM. El Controlador de Tensión de la instalación deberá cumplir con, al menos, los siguientes requisitos: 1. La respuesta instantánea del control de tensión en el punto de conexión al SI, se logrará mediante la acción combinada de los convertidores de una planta IBR GFM y el controlador de tensión de planta. 2. El FIV del convertidor debe mantenerse constante en periodos transitorios, sin exceder los límites técnicos de la instalación. 3. El controlador deberá inhabilitarse cuando el control de inyección rápida de corriente se active, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-8 del presente Anexo"	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre las exigencias a las IBR GFM a nivel de planta o nivel de convertidor".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
769	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	3-2	El principio de 'no degradación' en redes débiles es adecuado, pero puede generar incertidumbre en el proceso de conexión si no se establecen criterios claros de medición y verificación. Para plantas solares y FV+BESS es clave conocer los parámetros y métodos que usará el Coordinador para determinar cumplimiento.	Definir en el artículo 3-2 que el Coordinador deberá publicar anualmente los parámetros, metodología y umbrales utilizados para verificar el principio de 'no degradación' en redes débiles.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".
770	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	3-5	La exigencia de respuesta inercial para todos los sistemas de almacenamiento podría elevar los costos y limitar la viabilidad de proyectos FV+BESS. Se recomienda aplicar este requisito de forma prioritaria en áreas clasificadas como 'Red Débil' en el Estudio de Robustez, o bien ofrecer esquemas de incentivo para su implementación voluntaria en 'Red Fuerte'.	Modificar el artículo 3-5 para que la obligatoriedad de la respuesta inercial en BESS se aplique solo en zonas identificadas como 'Red Débil' por el Estudio de Robustez, manteniendo carácter voluntario en 'Red Fuerte' con posibilidad de incentivos regulatorios.	No se acoge	La respuesta inercial de las IBR GFM es intrínseca de esta tecnología, por tanto, para ser considerada IBR GFM deberá cumplir con dicha exigencia. Se solicita revisar la respuesta tipo "Nuevos SSCC asociados a conceptos de robustez".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
771	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	3-5	*A efecto de lo anterior, la instalación deberá contar con un margen de seguridad adecuado, el cual podrá garantizarse mediante distintas estrategias, entre ellas:* *i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación.* *ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores.* *iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida.* *Observación: Esta definicion no establece ningun lineamiento de cuánto es el margen técnico de seguridad que las plantas IBR GFM deberán considerar en su diseño (eg ΔP=+-15%Pnom), lo que impacta directamente en la viabilidad del caso de negocio del proyecto en etapas previas. Asimismo, este servicio de reserva no debería ser parte de un requerimiento técnico mínimo, sino mas bien de un servicio sistémico espécifico que debe ser remunerado en su mérito. Finalmente, comentar que el cálculo de reserva de inercia de una planta IBR GFM depende, entre otros factores, del límite deROCOF y de la constante de Inertia H, parámetros que son, en otros mercados, calculados via simulación por el operador del sistema o via modelos.*	A efecto de lo anterior, la instalación deberá contar con un margen de seguridad adecuado, el cual podrá garantizarse mediante distintas estrategias, entre ellas: i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación. ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores. iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida. El Coordinador deberá validar el margen de seguridad de la instalación de acuerdo con lo señalado en el Título 5 del presente Anexo, junto con su provisión a partir del respectivo Servicio Complementario.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
772	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	3-11	La exigencia universal de capacidad GFM para todos los SAE, independiente de potencia o ubicación en la red, resulta desproporcionada. En estándares internacionales, los atributos GFM se implementan de forma gradual o se remuneran como SSCC, no como obligación de diseño universal.	Establecer que la exigencia GFM sea aplicable solo a proyectos de gran escala (ej. sobre 50 MW), y que para proyectos menores se considere como atributo remunerado en el mercado de SSCC.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la obligatoriedad de capacidad GFM en SAE y CRCA".
773	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	3-11	La obligación universal de GFM impone costos significativos en CAPEX a los proyectos de almacenamiento sin que exista análisis costo-beneficio publicado que respalde la decisión.	Incorporar en la norma la obligación de que la CNE publique un análisis costo-beneficio que demuestre que los beneficios de seguridad y robustez superan los costos impuestos a los proyectos y clientes.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la obligatoriedad de capacidad GFM en SAE y CRCA".
774	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	5-1	Titulo 5 - La norma exige entrega de modelos EMT validados, pero no detalla procedimiento, plazos de revisión ni criterios de aceptación por el Coordinador. Esta falta de definición genera incertidumbre en los cronogramas y carga excesiva para proyectos de menor escala.	Incluir en la norma un procedimiento formal con criterios técnicos claros y plazos máximos para la revisión de modelos EMT, similar al proceso de aprobación de estudios de conexión.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 553.
775	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	5-1	La exigencia de entrega de modelos EMT detallados para todas las instalaciones IBR puede generar cargas administrativas y costos elevados, especialmente para proyectos FV de mediana escala. En buenas prácticas internacionales, se permite el uso de modelos genéricos validados por el fabricante para tecnologías repetitivas, reduciendo la carga sin comprometer la calidad de los estudios.	Permitir que instalaciones FV e híbridas FV+BESS utilicen modelos EMT genéricos validados por OEM, cuando se trate de configuraciones tecnológicas repetidas, con validación cruzada por el Coordinador.	No se acoge	No se incorporan excepciones técnicas a las disposiciones establecidas en el AT IBR porque dichas exigencias definen el mínimo de desempeño de las IBR, necesarias para asegurar los estándares de calidad y seguridad de servicio, considerando escenarios de alta penetración de generación IBR y baja robustez en el SEN. Sin perjuicio de lo anterior, se deja de manifiesto que las exigencias para las instalaciones exigentes serán reguladas en las disposiciones transitorias correspondientes.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
776	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	5-1	*"7. El modelo deberá operar en un software de simulación especializados en análisis de transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia. El software en el cual funcionan los modelos ser señalado en la guía indicada en el numeral 4 del presente artículo."* **Observación:** Redacción	7. El modelo deberá operar en un software de simulación especializados en análisis de transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia. El software en el cual funcionan los modelos **está** señalado en la guía indicada en el numeral 4 del presente artículo.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 340.
777	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	5-3	*"Artículo 5-3 Parámetros técnicos de modelos EMT de los IBR GFM* *Los modelos EMT de los IBR GFM deberán permitir la visualización de, al menos, los siguientes parámetros:* *1. Reactancia primaria del Convertidor GFM, en por unidad.*	Artículo 5-3 Parámetros y variables técnicas de modelos EMT de los IBR GFM Los modelos EMT de los parques que utilizan IBR GFM deberán permitir la visualización de, al menos, los siguientes parámetros y variables: 1. Reactancia primaria del Convertidor GFM.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 25.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			2. Reactancia adicional entre el terminal del Convertidor GFM y el Punto de Conexión al SI, en por unidad. *3. El ángulo nominal entre la FIV y los terminales de entrada del Convertidor GFM, en radianes.* *4. El ángulo nominal entre la FIV y el Punto de Conexión al SI, en radianes.* *5. La tensión nominal de la FIV, en por unidad.* *6. El ángulo nominal de la FIV, en radianes.* *7. El ángulo eléctrico nominal entre la corriente y tensión en la entrada del transformador de potencia del ST, en radianes.* *El Coordinador podrá solicitar la visualización de parámetros adicionales en los modelos antes mencionados, justificadamente, con el fin de validar el comportamiento del IBR GFM."* **Observación:** Se recomienda evitar especificar las unidades de las impedancias, dado que estas pueden también estar expresadas en ohm. Se pide definir que se entiende por ángulo nominal. Los modelos permiten visualizar los fasores de tension dependiendo del punto de operación del convertidor. Si por ángulo nominal se entiende el ángulo para un punto de operación específico (ej: P nominal, Q cero), favor definir en la norma. Sino, se recomienda omitir el temrino nominal y especificar que estas son variables resultantes del punto de operación del convertidor.	2. Reactancia adicional entre el terminal del Convertidor GFM y el Punto de Conexión al SI. 3. El ángulo entre la FIV y los terminales de entrada del Convertidor GFM, en radianes. 4. El ángulo entre la FIV y el Punto de Conexión al SI, en radianes. 5. La tensión de la FIV, en por unidad. 6. El ángulo de la FIV, en radianes. 7. El ángulo eléctrico entre la corriente y tensión en la entrada del transformador de potencia del ST, en radianes.		
778	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	4-4	*a) La operación ante fallas deberá activarse automáticamente dentro de un tiempo no superior a* *20 [ms] desde la detección de la condición de baja tensión.* *Observación: El párrafo presta a confusión. En caso de operación ante fallas, el controlador de tensión queda deshabilitado. El tiempo desde el inicio de la falla hasta que el controlador de tensión queda deshabilitado, es*	a) La operación ante fallas, dado por el tiempo en que el controlador de tensión queda desabilitado, deberá activarse automáticamente dentro de un tiempo no superior a 20 [ms] desde la detección de la condición de baja tensión. O a) La operación ante fallas, dado por el tiempo en que los convertidores inyectan su corriente	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 26.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			configurable (eg 20ms). Por otro lado, son los convertidores quienes se activan automáticamente durante la falla para entregar corriente reactiva (en un tiempo inferior a 20 (ms). CNE debe aclarar a cual de los 2 escenarios se está refiriendo.	reactiva, deberá activarse automáticamente dentro de un tiempo no superior a 20 [ms] desde la detección de la condición de baja tensión.		
779	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	4-4	Artículo 4-4 Requerimientos del Controlador de Tensión en condiciones de operación ante fallas b) El Tiempo de Asentamiento deberá ser inferior a 80 [ms]. c) La Banda de Asentamiento deberá ser inferior a ±10%. *<u>Observación</u>: EL Controlador de tensión es solo subsistema dentro de toda la estructura de control de la planta/instalación. La performance dinámica de la planta, incluido los tiempos y bandas de asentamiento, son definiciones y requerimientos que deben ser tratados a nivel de punto de conexión al SI.*	Artículo 4-4 Requerimientos del Controlador de Tensión en condiciones de operación ante fallas b) El Tiempo de Asentamiento, medido en el Punto de conexión al SI, deberá ser inferior a 80 [ms]. c) La Banda de Asentamiento, medida en el Punto de conexión al SI, deberá ser inferior a ±10%.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 549.
780	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	4-3	Artículo 4-3 Requerimientos al Controlador de Tensión en condiciones de operación normal c) El Tiempo de Reacción deberá ser inferior a 200 [ms]. d) El Tiempo de Subida deberá ser inferior a 1 [s]. El Coordinador, justificadamente, podrá instruir un tiempo mayor, sin exceder los 30 [s]. f) La Banda de Asentamiento deberá ser inferior a ±5% *<u>Observación</u>:* EL Controlador de tensión es solo subsistema dentro de toda la estructura de control de la planta/instalación. La performance dinámica de la planta, incluido el	Artículo 4-3 Requerimientos al Controlador de Tensión en condiciones de operación normal c) El Tiempo de Reacción, medido en el Punto de conexión al SI, deberá ser inferior a 200 [ms]. d) El Tiempo de Subida, medido en el Punto de conexión al SI, deberá ser inferior a 1 [s]. El Coordinador, justificadamente, podrá instruir un tiempo mayor, sin exceder los 30 [s]. f) La Banda de Asentamiento, medido en el Punto de conexión al SI, deberá ser inferior a ±5%	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 547.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			tiempo de subida, deben ser tratados a nivel de punto de conexión al SI.			
781	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	1-4	1. Banda de Asentamiento: rango dentro del cual la señal de salida del Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión de una IBR debe estabilizarse y permanecer dentro de este, luego de una desviación en la señal de entrada. 14. Tiempo de Asentamiento: intervalo de tiempo que transcurre desde que el Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión detecta una desviación en la señal de entrada, hasta que la señal de salida correspondiente ingresa y permanece dentro de la Banda de Establecimiento 15. Tiempo de Reacción: intervalo de tiempo que transcurre entre la ocurrencia de un cambio en la señal de entrada y el instante en que el Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión inicia su respuesta mediante un cambio en la señal de salida correspondiente. 16. Tiempo de Subida: intervalo de tiempo requerido por el Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión, para que, ante un cambio en la señal de entrada, la señal de salida correspondiente alcance el 90% de su valor final	1. Banda de Asentamiento: Rango dentro del cual debe estabilizarse y mantenerse la señal de respuesta de la planta IBR en el Punto de Conexión, luego de un cambio de consigna o una perturbación, tomando como referencia un porcentaje del valor objetivo 14. Tiempo de Asentamiento: Tiempo requerido para que la señal de respuesta de la planta IBR en el Punto de Conexión alcance y se mantenga dentro del rango definido por la Banda de Asentamiento, luego de una variación o perturbación en la red. 15. Tiempo de Reacción: intervalo de tiempo que transcurre entre la ocurrencia de un cambio en la señal de entrada y el instante en que la planta IBR inicia su respuesta mediante un cambio en la señal de salida correspondiente en el Punto de conexión. 16. Tiempo de Subida: intervalo de tiempo requerido para que, ante un cambio en la señal de entrada, la respuesta de una planta IBR alcance el 90% de su valor final en el punto de conexión.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 29.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Observación: Los tiempos y banda de asentamiento no deben considerarse una característica del controlador en sí, sino como la dinámica de respuesta a nivel de punto de conexión al SI de la IBR GFM.			
782	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	4-7	Artículo 4-7 Controlador de Frecuencia/Potencia a) El Tiempo de Reacción deberá ser inferior a 1 [s]. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el Coordinado proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen. b) El Tiempo de Subida deberá ser inferior a 4 [s]. c) El Tiempo de Asentamiento deberá ser inferior a 10 [s]. *Observación: El* Controlador es solo subsistema dentro de toda la estructura de control de la planta/instalación. La performance dinámica de la planta, incluido el tiempo de subida, deben ser tratados a nivel de punto de conexión al SI.	Artículo 4-7 Controlador de Frecuencia/Potencia a) El Tiempo de Reacción, medido en el punto de conexión al SI, deberá ser inferior a 1 [s]. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el Coordinado proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen. b) El Tiempo de Subida, medido en el punto de conexión al SI, deberá ser inferior a 4 [s]. c) El Tiempo de Asentamiento, medido en el punto de conexión al SI, deberá ser inferior a 10 [s].	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 550.
783	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	General	Se recomienda implementar de forma obligatoria un procedimiento de validación de desempeño real de plantas IBR, posterior a la puesta en marcha y como condición previa a la entrada en operación. El CEN debería ser responsable de proveer una metodología, instructivo, o similar estandarizado para ser implementado por los coordinados. Esta medida preventiva es relevante, dado que permite contrastar la operación real de la planta IBR, con lo proyectado en modelos y simulaciones. La experiencia internacional ha demostrado que confiar exclusivamente en	Considerando los argumentos, se recomienda tomar acciones para incluir esta medida en la sección adecuada dentro de esta actualilzación o el ó los documentos pertinentes.	No se acoge	Lo solicitado por el agente se encuentra fuera del alcance de la presente modificación normativa. Se deja constancia que la actual modificación normativa responde a ajustes urgentes identificados por la Comisión, orientados a resguardar la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional. Estas modificaciones fueron presentadas en la sexta sesión del Comité Consultivo y expuestas a la industria en el borrador publicado en el marco de la presente Consulta Pública. Cabe destacar que, el proceso de modificación de la NTSyCS

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			modelos teóricos puede conducir a errores críticos en la operación del sistema eléctrico. Ejemplos concretos en que el comportamiento real frente a una falla no fue el proyectado en simulaciones: - Odessa distrubance, 2021, ERCOT EEUU. Reporte de NERC: https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/Documents/Odessa_Disturbance_Report.pdf - System split (~30% del Sistema Interconectado Nacional), 2023, Brasil. Reporte de falla ONS (Operador Nacional do Sistema Eléctrico):https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RAP%202023.08.15%2008h030min%20vers%C3%A3o%20final.pdf Otros mercados han avanzado en esta dirección, validación real, como por ejemplo Australia, donde de forma general el proceso exige incluye las siguientes etapas, R2 corresponde a la validación real, contrastando con R1 de Modelamiento y simulaciones: Etapa R0: Diseño Preliminar Propósito: La prueba R0 se realiza durante las primeras etapas del diseño de un sistema de generación. Implica modelado inicial y estudios para asegurar que el diseño propuesto pueda cumplir con los estándares de rendimiento requeridos. Requisitos: En esta etapa, puede que no se disponga de especificaciones detalladas del equipo, por lo que el modelado y los datos proporcionados se basan en valores típicos e información del fabricante. Resultado: Proporciona una evaluación preliminar de la capacidad del sistema de generación para cumplir con los requisitos de conexión a la red.			concluirá con la revisión integral de la Norma Técnica, cuyo proyecto de modificación de norma técnica será sometido a Consulta Pública en una etapa posterior, conforme al Plan Normativo aprobado mediante la Resolución Exenta N°618 de 2023.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Etapa R1: Etapa de Diseño Detallado: Propósito: La prueba R1 se realiza una vez que se ha completado el diseño detallado del sistema de generación y se ha adquirido el equipo principal. Requisitos: En esta etapa, el proponente debe proporcionar modelos detallados y verificados del sistema de generación. Estos modelos incluyen datos del fabricante, información de diseño detallada y estudios del sistema. Resultado: AEMO evalúa los modelos para asegurar el cumplimiento con los estándares de rendimiento. Una prueba R1 exitosa permite avanzar con la instalación y puesta en marcha del sistema de generación. Etapa R2: Validación Post-Puesta en Marcha: Propósito: La prueba R2 se realiza después de la puesta en marcha del sistema de generación. Implica pruebas en sitio y validación para confirmar que el sistema opera conforme a los modelos detallados y estándares de rendimiento presentados en la prueba R1. Requisitos: Se realizan pruebas en sitio, como pruebas de rendimiento dinámico y en estado estable. Estas pruebas validan el rendimiento real del sistema frente a los modelos presentados y aseguran el cumplimiento con los requisitos técnicos de la red. Resultado: AEMO requiere una validación R2 exitosa para finalizar el registro del sistema de generación y permitir su participación plena en el mercado. Guia de pruebas R2: https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/network_connections/r2_testing_guideline.pdf Finalmente, se propone adaptar este enfoque al contexto nacional, incorporando una etapa de validación homologa a la prueba R2 australiana. Esta medida no solo alinea al país			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			con buenas prácticas internacionales, sino que también refuerza la seguridad operativa del sistema eléctrico nacional.			
784	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	8-3	El plazo de 9 meses para que proyectos en construcción presenten un plan de adecuaciones es insuficiente, en particular para aquellos con contratos EPC cerrados o equipos adquiridos. Esto pone en riesgo inversiones comprometidas.	Establecer un mecanismo de “grandfathering” o ampliar el plazo de adecuación a 24–36 meses para proyectos que acrediten un grado de avance significativo.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
785	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	3-2	Se sugiere eliminar el punto. 3. El controlador deberá inhabilitarse cuando el control de inyección rápida de corriente se active, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-8 del presente Anexo. **Por favor, revisar justificacion de observacion a articulo 3-3 y articulo 3-8.**	El Controlador de Tensión de la instalación deberá cumplir con, al menos, los siguientes requisitos: 1. El Tiempo de Reacción del controlador debe ser instantáneo. 2. El FIV del convertidor debe mantenerse constante en periodos transitorios, sin exceder los límites técnicos de la instalación.	Se acoge parcialmente	Se precisa la redacción indicando que el controlador de tensión "no deberá intervenir con la actuación del control de inyección rápida de corriente".
786	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	3-3	Se sugiere eliminar el punto. iv. La banda muerta del controlador. **La estrategia de control para GFM es similar a la de los generadores síncronos, y en el modelo de control de excitación de los generadores síncronos, no existe una banda muerta de regulación de voltaje.** **Por favor, revisar observacion a articulo 3-8.**	Los parámetros del Controlador de Tensión deberán ser ajustables en, al menos, las siguientes configuraciones: i. Diagrama PQ. ii. Los parámetros del control de inyección rápida de corriente. iii. Tiempos de Reacción.	Se acoge parcialmente	Se elimina el artículo que regulaba los parámetros del Controlador de Tensión, debido a que dichas disposiciones se encuentran en el artículo 6-2 del AT IBR. Asimismo, se elimina la exigencia de ajustar el diagrama PQ, toda vez que la exigencia correspondiente está establecida en el artículo 3-9 de la NTSyCS.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
787	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	3-4	Se sugiere eliminar el siguiente punto que hace referencia al recurso primario. **Para cumplir con los requerimientos GFM, se debe contar con baterias, lo cual permite tener siempre una reverva de energia.** 4. El funcionamiento del controlador podrá estar limitado por la disponibilidad del recurso primario.	El Controlador de Frecuencia /Potencia deberá cumplir con, al menos, los siguientes requisitos: 1. El Estatismo Permanente del controlador deberá ser ajustable dentro del rango del 2% al 5%. 2. La banda muerta deberá ser inferior a ±30 [mHz]. 3. El Controlador de Frecuencia/Potencia no deberá intervenir con la respuesta inercial de la instalación señalada en el Artículo 3-5 del presente Anexo.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 169.
788	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	3-7	**Las oscilaciones del sistema eléctrico deberian ser definidas no solo por la amplitud de la oscilación (peak to peak), sino que también la frecuencia de la oscilación. Por ejemplo: la frecuencia de red debe ser f=f0+Asin(2*pi*B*t). En este caso,el rango de A es de 0,05 a 1,0 y el rango de B es de 0,1-2,5 Hz.**	Las IBR GFM deberán proveer un Amortiguamiento de Oscilaciones Subsíncronas a las oscilaciones indeseadas del SEN, resguardando las siguientes características: 1. Entregar Potencia de Amortiguamiento Activa frente a oscilaciones del sistema eléctrico con amplitud de la oscilacion entre 0.05 [Hz] a 1 [Hz] peak to peak y frecuencia de la oscilacion entre 0.1 [Hz] a 2,5 [Hz].	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 539.
789	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	3-8	Se sugiere combinar la funcionalidad de Control de inyección rápida de corriente (Artículo 3-8) con Controlador de Tensión (Artículo 3-2). De esta forma, se sugiere reemplazar el grafico siguiente. **Por favor, revisar justificacion de observacion a articulo 3-3.**	Por el siguiente. La estrategia de control para el almacenamiento de energía conectado a la red es similar a la de los generadores síncronos. En el modelo de control de excitación de los generadores síncronos, no existe banda muerta de regulación de tensión.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 11.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
790	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.	General	**No hay requerimientos especificos para HVRT.** **Cuando ocurre un escenario de alto voltaje en el sistema electrico, se deberia tener la capacidad de aportar con potencia reactiva sin reducir la potencia activa.**	1. IBR GFM debe operar dentro de un rango de tensión de red entre 1.1 y 1.3 pu, con un tiempo de respuesta menor a 0.5s en caso de salir de tal rango. 2. Durante condiciones de sobretensión, mientras se garantiza la compensación dinámica de la potencia reactiva, se debe mantener la potencia activa previa a la falla.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Exigencias de HVRT para IBR".
821	Coordinador Eléctrico Nacional	1-3	Modificar FIV por señal de modulación de tensión (previo a la modulación a través del PWM).	-	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
822	Coordinador Eléctrico Nacional	1-4	“Tiempo de asentamiento” y “tiempo de subida” no están alineados con los conceptos de tiempo de establecimiento y tiempo de crecimiento usado en la NTSyCS considerando que son equivalente y universales. Se solicita unificar terminología y definiciones.	1. Banda de establecimiento. 14. Tiempo de establecimiento. 16. Tiempo de crecimiento: intervalo de tiempo requerido por el Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión, para que, ante un cambio en la señal de entrada, la señal de salida correspondiente vaya del 10% al 90% del cambio requerido.	Se acoge	
823	Coordinador Eléctrico Nacional	1-4	Respecto de si puede o no un GFM establecer la frecuencia en su Punto de Conexión al SI.	3. Convertidor(es) Formador de Red: equipo que utiliza electrónica de potencia, cuyo modo de operación le permite establecer y controlar la magnitud y fase de la tensión en el Punto de Conexión al SI.	Se acoge parcialmente	Se modifica la redacción del literal de acuerdo con lo observado por el agente.
824	Coordinador Eléctrico Nacional	1-4	Para GFL, el texto no dice explícitamente que el PLL estima fase. La interpretación es que cuando se refiere a la tensión se refiere únicamente a la magnitud.	4. Convertidor(es) Seguidor de Red: equipo que utiliza electrónica de potencia, cuyo modo de operación se basa en un PLL, siguiendo la magnitud y fase de la tensión y frecuencia establecidas por el sistema eléctrico.	Se acoge parcialmente	Se modifica la definición solicitada de acuerdo con la observación.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
825	Coordinador Eléctrico Nacional	1-4	Se define que la inercia sintética tiene una respuesta “instantánea” pero luego se indica que esta debe ser < 5 ms. Para evitar problemas en la aplicación de este anexto, se sugiere eliminar la palabra instantáneo.	7. Inercia Sintética: capacidad de una IBR GFM de entregar, de manera rápida, potencia activa, en respuesta a una perturbación en el sistema eléctrico. La respuesta inicial es automática y, por tanto, no requiere de mediciones de frecuencia en el Punto de Conexión al SI.	No se acoge	En el Título de "Exigencias Mínimas para IBR GFM" se específica, cuando corresponda, los tiempos de reacción y establecimiento para los cuales se considera una respuesta instantánea.
826	Coordinador Eléctrico Nacional	1-4	4. Convertidor(es) Seguidor de Red: agregar después de PLL “o depende de un fuente de onda de tension de red externa" Porque no todos los GFL usan PLL - hay otras maneras de sincronizar con la red. Otra sugerencia es Reemplace esto con "equipo que utiliza electrónica de potencia, cuyo modo de operación es controlar la potencia de salida en las escalas de tiempo muy cortas, mientras sigue el voltaje y la frecuencia establecidos por el sistema eléctrico.”	Según lo sugerido	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 824.
827	Coordinador Eléctrico Nacional	1-4	7. El término más usado internacionalmente es Inercia Sintética. Se sugiere reemplazar este término en todo el documento por respuesta rápida en frecuencia o inyección rápida de energía. Combinar con la definición 11.	Según lo sugerido	No se acoge	El término "respuesta rápida de frecuencia" o, en inglés, *fast frequency response (FFR)* corresponde a una respuesta más rápida del controlador de potencia de una IBR. Esta respuesta se implementa mediante un lazo de control, lo cual implica que la respuesta está sujeta a retardos que, de acuerdo con la literatura, pueden variar entre 40 a 200 ms, dependiendo del tipo de generación, convertidor, entre otros aspectos. El FFR se asemeja al Control Rápido de Frecuencia/Potencia, que solicita una respuesta del Controlador de Frecuencia/Potencia en menos de 1 segundo. La inercia sintética, por su parte, corresponde a una respuesta instantánea o natural del Controlador de Frecuencia/Potencia, la cual es provista por una IBR GFM.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
828	Coordinador Eléctrico Nacional	1-4	9.Factor Equivalente de Amortiguamiento: Los inversores GFM pueden proporcionar amortiguamiento pasivamente, sin acción de control activo. Se sugiere revisar. Considerar que el concepto de POD como control externo o no inherente al IBR podría aplicar sólo a GFL.	Revisar lo sugerido.	Se acoge parcialmente	En atención a la observación, se modifica la definición que corresponda para incorporar explícitamente las diferencias entre ambos tipos de amortiguamiento. Se hace presente que, el Factor Equivalente de Amortiguamiento (*Damping Factor*) mide la capacidad de la instalación para reducir oscilaciones y estabilizar el sistema eléctrico ante perturbaciones. Este concepto no es equivalente a POD (*Power Oscillation Damping*), el cual corresponde a un lazo de control externo implementado en los IBR GFL para aportar amortiguamiento al sistema eléctrico.
829	Coordinador Eléctrico Nacional	1-4	9.Factor Equivalente de Amortiguamiento: Los inversores GFM pueden proporcionar amortiguamiento pasivamente, sin acción de control activo.	Ver obs. Anterior.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 828.
830	Coordinador Eléctrico Nacional	1-4	10. Se sugiere revisar que la definición esté de acuerdo con el documento.	Según lo sugerido	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
831	Coordinador Eléctrico Nacional	1-4	12. Aplica a GFL, se sugiere no restringir a GFM.	Según lo sugerido	No se acoge	La capacidad de Potencia de Salto de Fase está definida para caracterizar el desempeño de las IBR GFM, donde la respuesta es natural e instantánea. Si bien, un IBR GFL podría implementar un lazo adicional para emular esta función, no corresponde modificar la

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
						definición, ya que el objetivo de dicha definición es normar capacidades de las IBR GFM.
832	Coordinador Eléctrico Nacional	1-4	13. Potencia de Amortiguamiento Activa: Se sugiere revisar si es atingente la palabra "activa". Los inversores GFM pueden proporcionar amortiguamiento pasivamente, sin acción de control activo. Por lo tanto, se sugiere incluir oscilaciones de frecuencia y no solo de voltaje.	Según lo sugerido	Se acoge parcialmente	Se modifica la definición solicitada de acuerdo con la observación.
833	Coordinador Eléctrico Nacional	2-2	En lugar de “ajustar los parámetros técnicos” por instrucción del Coordinador, se propone emplear el término “controles”, dado que los parámetros específicos dependen del OEM.	iv. Ajustar los controles a requerimientos del Coordinador, cuando corresponda.	No se acoge	En la NTSyCS vigente, el término "controles" se utiliza para referirse a los controladores de tensión o frecuencia, mientras que "parámetros técnicos" describe ajustes específicos de software o sistemas de protección. Dado que ambos conceptos no son equivalentes y cumplen funciones distintas, se mantiene la redacción original.
834	Coordinador Eléctrico Nacional	3-1	Agregar numeral indicando que las instalaciones IBR GFM deben cumplir lo indicado en el Artículo 4-1, para IBR GFL, numeral 3, de manera que sea una exigencia similar tanto para GFL como para GFM.	14. Durante la operación en modo falla, el sistema de control de la instalación deberá tener la capacidad de conmutar entre operación con prioridad de corriente activa y	No se acoge	Las IBR GFM deben aportar con inercia sintética o inyección rápida de corriente ante fallas. En consecuencia, es ineficiente solicitar un criterio de priorización de corriente activa o reactiva.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				operación con prioridad de corriente reactiva, según corresponda.		
835	Coordinador Eléctrico Nacional	3-1	En el numeral 12, se establece que los IBR GFM deben proporcionar corriente de secuencia negativa, resguardando los límites técnicos de la instalación. Se sugiere especificar que sea durante perturbaciones asimétricas, entre otras.	"Proporcionar corriente de secuencia negativa, **durante perturbaciones asimétricas, entre otras**, resguardando los límites técnicos de la instalación."	No se acoge	Incluir la propuesta resulta redundante, en atención a la exigencia de la corriente asimétrica.
836	Coordinador Eléctrico Nacional	3-1	En el numeral 5, se establece que los IBR GFM deben operar de manera estable conectada a una Red Débil. Se sugiere especificar que también pueda operar en redes fuertes.	5. Diseñada para operar de manera estable conectadas tanto a una **Réd Débil como una Red Fuerte.**	No se acoge	Incluir la propuesta resulta redundante, en atención a que si una IBR GFM opera correctamente en una Red Débil inherentemente cumpliría en una Red Fuerte.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
837	Coordinador Eléctrico Nacional	3-1	En el numeral 7, se establece que los IBR GFM deben proporcionar corrientes de cortocircuito dentro de sus rangos de operación de diseño. Se sugiere especificar que sean corrientes simétricas y asimétricas.	7. Proporcionar corrientes de **cortocircuito simétricas y asimétricas** dentro de sus rangos de operación de diseño, de acuerdo con el Artículo 3-8 del presente Anexo.	No se acoge	Incluir la propuesta resulta redundante, ya que la especificación del aporte de corriente de cortocircuito asimétrica se indica en el artículo que regula el control de inyección rápida de corriente.
838	Coordinador Eléctrico Nacional	3-1	En el numeral 9, se establece que los IBR GFM deben mantener un ángulo de carga dentro del rango de 0 a 90 grados. Se sugiere incorporar la definición del ángulo de carga.	-	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 231.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
839	Coordinador Eléctrico Nacional	3-1	Título 3 Exigencias mínimas para IBR GFM: Se sugiere incluir de qué forma se verifican los requisitos que se presentan en este capítulo. Por otra parte, no hay requisito de "overvoltage ride-through", se sugiere especificar que este requisito esté de acuerdo con el requisito para GFL.	-	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
840	Coordinador Eléctrico Nacional	3-1	1. Se sugiere cambiar regular por controlar la tensión en todo el documento.	Según lo sugerido	No se acoge	Lo solicitado por el observante no propende a mejorar el entendimiento del documento.
841	Coordinador Eléctrico Nacional	3-1	3… se considerará instantáneo un tiempo menor a 5 milisegundos. No queda especificado qué tiene que ocurrir dentro de 5 ms. Al respecto se sugiere que el mismo anexo otorgue la posibilidad de realizar pruebas sencillas que permitan cuantificar, por ejemplo como los de ERCOT https://www.ercot.com/files/docs/2024/09/16/ERCOT%		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
842	Coordinador Eléctrico Nacional	3-1	5.Red Débil. Se estima necesario que el anexo defina que es red débil, como por ejemplo SCR=1,5 ó SCR=3.	Según lo sugerido, entendiendo que este es un SCR de diseño del IBR, no es sistémico como ESCR.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Definición de Red Débil y Red Fuerte".
843	Coordinador Eléctrico Nacional	3-1	6. Se sugiere reemplazar "proporcionar respuesta inercial" por "proporcionar respuesta en un marco de tiempo inercial".	Según lo sugerido.	No se acoge	Lo solicitado por el observante no propende a mejorar el entendimiento del literal.
844	Coordinador Eléctrico Nacional	3-1	8. Gestionar fallas y perturbaciones. Es un hecho que un inversor no puede gestionar todos las perturbaciones, en ese sentido se sugiere que el anexo se sujete a alguna otra norma, como por ejemplo ka IEEE 2800.	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
845	Coordinador Eléctrico Nacional	3-1	9…rango de 0 a 90 grados. Falta especificar si es en "adelanto" y "atrazo".	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 231.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
846	Coordinador Eléctrico Nacional	3-1	10.. amortiguamiento positivo a las oscilaciones. Es un hecho que no es posible proporcionar una amortiguación positiva a todas las oscilaciones. En ese sentido se sugiere incluir que dependiendo de las necesidades del sistema se debe poder configurar y definir excepciones. Por ejemplo considerar lo dispuesto por MISO: "The GFM IBR should be capable of being tuned so that following a disturbance its output is adequately damped. Actual damping characteristics for GFM IBRs will need to be determined and tuned based on network characteristics, and to enhance overall system stability.... The damping ratio performance of 0.3 or higher may be a challenge in weak grid areas. However, the IEEE standard states that the system operator shall define a range of transmission system equivalent impedance at the point of measurement https://cdn.misoenergy.org/20240723%20IPWG%20Item%2004b%20DRAFT%20GFM%20BESS%20Performance%20Requirements%20White paper%20(PAC-2024-2)_CLEAN639646.pdf	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
847	Coordinador Eléctrico Nacional	3-1	12. Proporcionar corriente de secuencia negativa. Se sugiere especificar bajo qué condiciones y límites se establece esta exigencia. Por ejemplo considerar lo indicado por AEMO: It also helps GFM inverters to simultaneously inject both positive- and negative-sequence current components during asymmetric faults…a GFM inverter's voltage source behaviour should act to reduce the level of unbalance caused by disturbances, which could be achieved by the inverter emulating a balanced voltage source which naturally injects positive and negative sequence currents depending upon the nature of the voltage disturbance applied.)https://www.aemo.com.au/-/media/files/initiatives/primary-frequency-response/2023/gfm-voluntary-spec.pdf	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
848	Coordinador Eléctrico Nacional	3-2	2. El FIV del convertidor debe mantenerse constante en periodos transitorios. Se sugiere definir el período transitorio. Por ejemplo lo indicado por NERC: "the period immediately following a disturbance on the Bulk Electric System (BES) where high-speed automatic actions occur in response to that disturbance. This period can last from seconds	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 530.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			to potentially longer, until a new steady state is achieved".			
849	Coordinador Eléctrico Nacional	3-2	3. El controlador deberá inhabilitarse cuando el control de inyección rápida de corriente se active. Se sugiere eliminar esta parte porque puede representar un riesgo para la red. En efecto, requerir que el controlador se desactive puede causar inestabilidad del IBR o de la red. Dentro de muchos controladores GFM, el controlador de tensión es fundamental y tiene que mantenerse activo siempre cuando el IBR opera.	Según lo sugerido.	Se acoge parcialmente	Se precisa la redacción indicando que el controlador de tensión "no deberá intervenir con la actuación del control de inyección rápida de corriente"
850	Coordinador Eléctrico Nacional	3-3	"Los parámetros… ajustados por instrucción del Coordinador" puede entrar en conflicto con restricciones OEM. Se propone que el Coordinador especifique requerimientos de performance (tiempos de respuesta, estabilidad, márgenes) y que el respectivo coordinado/OEM ajuste sus controles para cumplirlos.	El Controlador de Tensión deberá ser ajustables en, al menos, las siguientes configuraciones: i. Diagrama PQ. ii. Los parámetros del control de inyección rápida de corriente. iii. Tiempos de Reacción. iv. La banda muerta del controlador. Los controles deberán ser ajustado por instrucción justificada del Coordinador, sin exceder las limitaciones técnicas de la instalación.	No se acoge	Se elimina el artículo que regulaba los parámetros del Controlador de Tensión, debido a que dichas disposiciones se encuentran en el artículo 6-2 del AT IBR. Asimismo, se elimina la exigencia de ajustar el diagrama PQ, toda vez que la exigencia correspondiente está establecida en el artículo 3-9 de la NTSyCS.
851	Coordinador Eléctrico Nacional	3-4	En numeral 2, se solicita homologar la exigencias de banda muerta de frecuencia de las centrales IBR a los requerimientos de las unidades sincrónicas, es decir, solicitar una BM menor a +/- 25 mHz.	2. La banda muerta deberá ser inferior a ±25 [mHz].	No se acoge	La banda muerta propuesta para las IBR se basa en la IEEEE 2800:2022, en la cual se recomienda establecer un valor por defecto del 0,06% de la frecuencia nominal del sistema eléctrico para la banda muerta tanto de sobrefrecuencia como de subfrecuencia del controlador de frecuencia, es decir, ±30 mHz.
852	Coordinador Eléctrico Nacional	3-4	En el numeral 1, se solicita que quede indicado de manera explícita que el estatismo % se calculará utilizando como potencia base la potencia máxima de la central o instalación.	1. El Estatismo Permanente del controlador deberá ser ajustable dentro del rango del 2% al 5%. El estatismo % será calculado utilizando como potencia base la potencia máxima de la instalación.	No se acoge	La definición de Estatismo Permanente la cual se encuentra estipulada en el artículo 1-7 de la NTSyCS, menciona que su cálculo se realiza a potencia nominal.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
853	Coordinador Eléctrico Nacional	3-5	Se pide coordinación con “otros recursos del SEN” y “margen de seguridad”. Al respecto, se estima necesario que el anexo incluya más detalle de cómo realizar tal coordinación, dado que actualmetne no se realiza con las inercias de las máquinas sincrónicas. También se solicita revisar el concepto de “margen de seguridad” ya que en el contexto del artículo resulta conveniente referirse a reserva de energía.	Las IBR GFM deberán proporcionar Inercia Sintética considerando lo siguiente: a. En el Régimen Transitorio, deberá tener una respuesta rápida y la potencia inyectada debe reducir el RoCoF del sistema eléctrico, considerando la capacidad técnica de la instalación. b. Posterior al Régimen Transitorio, el controlador deberá ajustar la respuesta de la instalación para optimizar la gestión del ángulo de tensión y la potencia entregada. En este sentido, deberá responder a los ajustes de frecuencia de sus controladores. A efecto de lo anterior, la instalación deberá contar con una reserva adecuada, la cual podrá garantizarse mediante distintas estrategias, entre ellas: i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación. ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores. iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a las observaciones ID 855 y 856.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
854	Coordinador Eléctrico Nacional	3-5	Se sugiera evaluar la necesidad de clarificar que se permite proporcionar respuesta inercial a través de un inversor GFM basado en "droop", o sea que no se requiere necesariamente un "virtual synchonous machine". Adicionalmente, si el RoCoF se reduce o no depende del tamaño del IBR, el número de IBRs y el tamaño de la perturbación. Se sugiere cambiar a "inyectar energía que ayude a reducir el RoCoF".	Según lo sugerido.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 7.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
855	Coordinador Eléctrico Nacional	3-5	b. Posterior al Régimen Transitorio, el controlador deberá ajustar la respuesta de la instalación para optimizar la gestión del ángulo de tensión y la potencia entregada. Se requiere que el anexo especifique el término "optimizar", es decir con respecto a qué variable se debe tomar la decisión.	Según lo sugerido.	Se acoge parcialmente	Se modifica la redacción del literal de acuerdo con lo observado por el agente.
856	Coordinador Eléctrico Nacional	3-5	b. la instalación deberá contar con un margen de seguridad adecuado. Es necesario definir el término "margen adecuado". Por ejemplo está la especifición dispuesta por ERCOT: https://www.ercot.com/files/docs/2024/09/16/ERCOT%	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".
857	Coordinador Eléctrico Nacional	3-6	2. El ángulo máximo de salto de fase deberá permitir una respuesta lineal. Se requiere especficar con respecto a qué variable la respuesta debe ser lineal.	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
858	Coordinador Eléctrico Nacional	3-6	3. En Periodos Transitorios. Se sugiere aclarar la diferencia entre 2 y 3. Un salto de fase solo puedo ser transitorio.	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
859	Coordinador Eléctrico Nacional	3-7	a) El título sugiere sólo subsíncronas, pero el punto 5 agrega electromecánicas y armónicas. b) En el punto 3 se ajusta con medidas en el PPC, pero el último párrafo dice que las señales de medida son locales c) Se podría interpretar que se excluyen otros dispositivos (POD), pero no se mencionan explícitamente. Se propone ajustar el título y la redacción interna para que sean coherentes en el alcance de las oscilaciones consideradas, especificando si incluyen electromecánicas y armónicas además de las subsíncronicas. Aclarar en el punto 3 y en el último párrafo si las medidas para el ajuste se realizan en el PPC, localmente, o en ambos, y bajo qué condiciones. Incluir mención explícita sobre el tratamiento de otros dispositivos (como POD), indicando si están incluidos o excluidos del alcance.	Las IBR GFM deberán proveer un Amortiguamiento de Oscilaciones a las oscilaciones indeseadas del SEN, resguardando las siguientes características: 1. Entregar Potencia de Amortiguamiento Activa frente a oscilaciones del sistema eléctrico entre 0.05 [Hz] a 1 [Hz] peak to peak. 2. La respuesta de impedancia de secuencia positiva deberá contar con un ángulo de fase comprendido entre -90° y +90°, a fin de contribuir positivamente al amortiguamiento de las oscilaciones en la mayoría de las condiciones de operación. 3. Las características de amortiguamiento deberán ser ajustables mediante software. Estas características deberán determinarse y ajustarse en función de las características del sistema eléctrico en el Punto de Conexión al SI. 4. La configuración y parametrización de los convertidores no deberán introducir nuevos modos oscilatorios inestables en el sistema eléctrico, ni exacerbar los modos oscilatorios existentes. 5. El sistema de control deberá ser capaz de proporcionar amortiguamiento en los siguientes fenómenos oscilatorios: a. Oscilaciones subsincrónicas resultantes de interacciones entre IBR GFL, ya sea entre ellos o con el sistema eléctrico, especialmente en una Red Débil. b. Oscilaciones electromecánicas del sistema eléctrico, resguardando la capacidad técnica de la instalación. c. Oscilaciones a frecuencias armónicas, producidas por resonancias eléctricas o Interacciones de Control. 6. Evitar resonancias a frecuencias elevadas producto de capacitancias en derivación o serie, cargas de línea o Interacciones de Control. Se podrán justificar excepciones cuando una resonancia interna de la IBR coincida con una resonancia del sistema	Se acoge parcialmente	Se ajusta el artículo considerando que el control de amortiguamiento de potencia de las IBR GFM deberá realizar el amortiguamiento de oscilaciones subsíncronas en el rango de 0,05 [Hz] a 1 [Hz], teniendo en consideración aquellas oscilaciones subsíncronas resultantes de las Interacciones de Control, especialmente en una Red Débil. Asimismo, se aclara que el Control de amortiguamiento de potencia de las IBR GFM podrá ser a nivel de convertidor o al nivel del Punto de Conexión, a través de un PPC o EMS.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				eléctrico, priorizando, en estos casos, la protección de los equipos de la instalación sobre la provisión de amortiguamiento. El amortiguamiento proporcionado por la IBR GFM deberá permitir que este opere dentro de sus capacidades técnicas, sin requerir observabilidad del sistema eléctrico ni algoritmos de control de otros dispositivos conectados a este, como un POD.		
860	Coordinador Eléctrico Nacional	3-7	2… con un ángulo de fase comprendido entre -90° y +90°. Se requiere indicar dentro de qué rango de frequencias.	Según lo sugerido.	No se acoge	El artículo observado ya exige que la instalación aporte al amortiguamiento de oscilaciones subsíncronas. Por tanto, no se requiere la modificación propuesta por el observante.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
861	Coordinador Eléctrico Nacional	3-7	5c. Oscilaciones a frecuencias armónicas. Se sugiere especificar. Por ejemplo: "It is expected that a GFM IBR will present a non-negative resistance or damping to the grid within a frequency range of common grid electrical resonances to prevent the initiation of any adverse interactions or oscillations. The GFM IBR should avoid negative damping effects with low-frequency resonances related to series compensation of transmission lines. GFM IBR should also avoid higher frequency resonances due to shunt capacitances or line/cable charging, and resonances due to control interactions with GFL IBRs…)https://drive.google.com/file/d/19YRpERnsssEJ62H_Tb0edtxHrZI37ZkK/view	Según lo sugerido.	No se acoge	Lo solicitado se encuentra regulado en el literal f) del artículo en cuestión.
862	Coordinador Eléctrico Nacional	3-8	Se solicita agregar numeral 5, que precise cómo será el comportamiento de la potencia o corriente activa durante la inyección de corriente reactiva y el estándar de recuperación de la potencia activa.	5. Durante la inyección rápida de corriente reactiva la corriente activa deberá mantenerse en su mayor valor posible sujeto a no violar los estándares de seguridad de la instalación. Del mismo modo, una vez restablecida la tensión sobre el 0,9 pu la instalación deberá recuperar el aporte de potencia activa previo a la caída de tensión en un tiempo inferior a 1 segundo.	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
863	Coordinador Eléctrico Nacional	3-8	Se sugiere verificar este valor basado en los estudios del sistema, especialmente para poder corroborar si el sistema necesita algún soporte de corriente activa durante el bajo voltaje.	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
864	Coordinador Eléctrico Nacional	3-8	Figura 1. Es necesario aclarar por qué se pide que los IBR absorban corriente cuando la tensión está entre 0.9 y ~0.7. Esa acción podría deteriorar la condición del sistema.	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
865	Coordinador Eléctrico Nacional	3-9	El desempeño ante fallas depende de condiciones del sistema/isla. Se solicita incluir que la estabilidad esté condicionada a las “condiciones del sistema o isla” y no dejarlo como absoluto.	Funcionar de manera estable ante fallas o perturbaciones en la Isla Eléctrica, siempre que estas no activen los sistemas de protección que desconecten la instalación del SI y que el estado del SEN cuente con los recursos necesarios para una operación estable. Lo anterior, cuando la instalación cuente con suficiente energía almacenada o recurso primario disponible.	Se acoge parcialmente	Se modifica la redacción del artículo en atención a lo observado por el agente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
866	Coordinador Eléctrico Nacional	3-11	Si los BESS deben ser actualizables a GFM corresponde decidir el modo de operación de los BESS que hoy son GFL. Se propone que el anexo especifique al es responsable de definir y aprobar el modo de operación de los BESS (GFL o GFM), así como los criterios técnicos y operativos que permiten modificarlo. Indicar si este cambio puede instruirse de forma dinámica según las condiciones del sistema o si debe permanecer fijo tras su configuración inicial.	Los Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA que se encuentren conectados al SEN, deberán ser IBR GFM o, en su defecto, poder actualizarse para incorporar dicha característica de acuerdo con el Artículo 4-8 del presente Anexo. En esos casos, la estrategia de control en la que deberá operar será determinada por el Coordinador.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la obligatoriedad de capacidad GFM en SAE y CRCA".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
867	Coordinador Eléctrico Nacional	4-1	En el numeral 5, los IBR GFL deben cumplir con la letra j) del Art. 3-6 de la NTSyCS (en Red Débil, no degradar la fortaleza, o no deteriorar el desempeño de los estándares del TÍTULO 5-15). Según el Artículo 3-14 del AT, Red Débil es una red que no cumple con el Artículo 5-73 de la NT. Esto implica que una Red Débil no cumple NT.	5. Verificar, por medio de un estudio, que la integración de un IBR GFL al SI cumple los requerimientos de desempeño indicados en el Artículo 5-73.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
868	Coordinador Eléctrico Nacional	4-2	Se sugiere agregar: "permitiéndole mantener el voltaje dentro de los límites permitidos correspondientes".	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
869	Coordinador Eléctrico Nacional	4-3	En la letra e), se exige un tiempo de asentamiento menor a 200 [ms]. El tiempo de asentamiento no puede ser menor al tiempo de subida. Se sugiere un tiempo de 5 [s]	e) El Tiempo de Asentamiento deberá ser menor a **5 [s]**	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
870	Coordinador Eléctrico Nacional	4-3	La fórmula de sobreoscilación debe ser más específica o utilizar una expresión matemática. Idealmente unificarla con la de la NTSyCS.	La sobreoscilación, definida como la diferencia entre el valor máximo de salida y el valor final estabilizado, dividida por el cambio real en la salida (desde el valor inicial hasta el final estabilizado), cuando el valor final entra en la banda de establecimiento, expresado como porcentaje, no debe ser mayor a un 5%.	Se acoge	
871	Coordinador Eléctrico Nacional	4-4	Requerimientos del Controlador de Tensión en condiciones de operación ante fallas. Es necesario solicitar que los IBR GFL (y GFM) tengan limitadores automáticos que impidan que la instalaciones alcancen un punto de operación por fuera de la curva P-Q de la misma. Adicionalmente, en el literal b) se indica La Banda de Asentamiento deberá ser inferior a ±10%. En la NTSyCS para control de tensión se ha utilizado también un banda de establecimiento/asentamiento de ±5%.	c) La Banda de asentamiento deberá ser inferior a ±**5%**.... e) las centrales GFL (y GFM) también deberán configurar, análogo a las unidades sincrónicas, limitadores automáticos en sus curvas P-Q de modo que puedan operar de manera segura en caso de una amplia excursión de la tensión, estando en modo control de tensión (dinámico).	No se acoge	Se aclara que la banda de asentamiento dispuesta en el artículo observado del ±10% corresponde a la respuesta de corriente reactiva durante el modo *ride-through*, conforme a IEEE 2800-2022. La banda de ±5% aplica al control dinámico de tensión en operación normal, no a la inyección de corriente en fallas.
872	Coordinador Eléctrico Nacional	4-5	Se propone que el factor 2% Inom por 1% ΔU/Unom debiera ser ajustable por el Coordinador.	En dicho modo, la instalación deberá suministrar corriente reactiva adicional (dIr) en un monto igual a un k= 2% de la corriente nominal (Inom) por cada 1% de dU/Unom en el Punto de Conexión. Este valor de k podría ser cambiado por el Coordinador de manera justificada.	No se acoge	Lo solicitado por el agente se encuentra fuera del alcance de la presente modificación normativa. Se deja constancia que la actual modificación normativa responde a ajustes urgentes identificados por la Comisión, orientados a resguardar la seguridad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional. Estas modificaciones fueron presentadas en la sexta sesión del Comité Consultivo y expuestas a la industria en el borrador publicado en el marco de la presente Consulta Pública. Cabe destacar que, el proceso de modificación de la NTSyCS concluirá con la revisión integral de la Norma

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
						Técnica, cuyo proyecto de modificación de norma técnica será sometido a Consulta Pública en una etapa posterior, conforme al Plan Normativo aprobado mediante la Resolución Exenta N°618 de 2023.
873	Coordinador Eléctrico Nacional	4-7	En el literal e), se solicita que quede indicado de manera explícita que el estatismo % se calculará utilizando como potencia base la potencia máxima de la central o instalación. Adicionalmente, en el literal d) se ha utilizado a la fecha una banda de establecimiento para la potencia activa de ±10%, por lo que se solicita considerar este umbral. Finalmente, en el literal f) se solicita homologar la banda muerta en frecuencia al valor requerido a las unidades sincrónicas, es decir, ±25 mHz.	d) La Banda de Asentamiento deberá ser inferior a ±**10%**. e) El Estatismo Permanente deberá ser ajustable dentro del rango del 2% al 5%. El estatismo % será calculado utilizando como potencia base la potencia máxima de la instalación. f) La banda muerta deberá ser inferior a ±**25 [mHz]**.	No se acoge	Los requisitos para las IBR se basan en la IEEEE 2800:2022, en la cual se recomienda establecer para la banda muerta un valor por defecto del 0,06% de la frecuencia nominal del sistema eléctrico para la banda muerta tanto de sobrefrecuencia como de subfrecuencia del controlador de frecuencia, es decir, ±30 mHz. Asimismo, para la banda de establecimiento o *settling band* recomendado para el controlador de potencia es de máximo un 5%.
874	Coordinador Eléctrico Nacional	5-1	En el numeral 7, el software es elegido por el proveedor. Los costos por variedad de software y especialistas para la revisión de modelos pueden terminar siendo significativos. Por otra parte, la integración de modelos individuales a un modelo del SEN podría terminar siendo impracticable, por lo que no se podrían realizar análisis del SEN, sino sólo ensayos aislados sin detección de interacción y fenómenos agregados.sis del SEN. Se sugiere entregar la elección del software a utilizar por los proveedores al Coordinador.	7. El modelo deberá operar en un software de simulación especializado en análisis de transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia **definido por el Coordinador.**	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el software utilizado para los modelos EMT".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
875	Coordinador Eléctrico Nacional	5-1	En el numeral 5, se indica que se entregue junto al modelo EMT, un modelo con sus ajustes basados en el firmware de la planta, en formato DLL o código fuente.	5. Entregar junto al modelo EMT, **los archivos DLL o el código fuente basados en el firmware de la planta en operación. La idoneidad del DLL será validada por el Coordinador, el cual podrá solicitar modificaciones para cumplir con los requisitos mínimos de los modelos entregados.**	No se acoge	Dado que la entrega de los modelos EMT deberá realizarse en el proceso de conexión de la instalación, el Coordinador, considerando la normativa vigente aplicable a dicho proceso, tiene la facultad de realizar observaciones y solicitar correcciones, si corresponde.
876	Coordinador Eléctrico Nacional	5-2	En el numeral 1, letra a), se señala que se deben modelar los pulsos de disparo. Si se hace así significa que el usuario debiera reducir el paso de integración a menos de 20 us.	a. Controles a nivel de planta y los bucles de control internos del convertidor.	Se acoge	
877	Coordinador Eléctrico Nacional	5-3	1. Reactancia primaria del Convertidor. Falta precisar si se refiere al filtro o al control, o a ambos.	Según lo sugerido.	Se acoge parcialmente	Se indica que es la reactancia entre la FIV y los terminales del convertidor GFM.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
878	Coordinador Eléctrico Nacional	5-3	3,4,5,6,7. No se define el término "nominal" o, en su defecto, se puede destimar.	Según lo sugerido.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 25.
879	Coordinador Eléctrico Nacional	5-6	Se sugiere proporcionar más detalle de las pruebas al modelo. Por ejemplo se tiene el siguiente documento de ERCOT: https://www.ercot.com/files/docs/2024/09/16/ERCOT%	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
880	Coordinador Eléctrico Nacional	6-1	En el numeral 2 se indica que el RoCoF es medido mediante un promedio móvil de 500 milisegundos, conforme lo estable la NTSyCS. Luego, el Artículo 6-76 de la NTSyCS indica que el cálculo del RoCoF en una barra j del del sistema eléctrico después de ocurrida una perturbación, se calculará considerando una ventana de tiempo móvil de 100 ms. Se solicita uniformar requerimiento entre NTSyCS y Anexo Técnico de IBR.	2. RoCoF medido mediante un promedio móvil de 100 milisegundos, conforme lo establece la NTSyCS.	Se acoge parcialmente	Se modifica la redacción del literal, indicando que la ventana de medición del RoCoF de la instalación deberá cumplir con lo solicitado en el artículo 3-11 de la NTSyCS.
881	Coordinador Eléctrico Nacional	6-1	Faltan variables a medir, por ejemplo, tensiones, corrientes, potencia activa y reactiva. Incluir numeral 4 con estas variables a medir.	4. Tensión, corriente inyectada, potencia activa y potencia reactiva inyectadas en el punto de conexión.	Se acoge parcialmente	Se ajusta la redacción del artículo en cuestión indicando de que son señales adicionales que deberán monitorearse y registrarse en el caso de las IBR GFM. El conjunto total de señales será el correspondiente a cada instalación de acuerdo con la normativa vigente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
882	Coordinador Eléctrico Nacional	6-1	Se sugiere adicionar corriente y voltaje.	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 881.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
883	Coordinador Eléctrico Nacional	7-1	Modificar numerales indicados.	16. Tensión nominal en **bornes**, en [kV]. 17. Máxima tensión de **modulación** del convertidor para la peor condición, en por unidad. 18. Máximo aporte de cortocircuito trifásico **en bornes**, en [kA]. 19. Máximo aporte de cortocircuito monofásico **en bornes**, en [kA].	No se acoge	No se requiere realizar la modificación propuesta en la observación, en atención a que existe claridad en la redacción planteada en el artículo.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
884	Coordinador Eléctrico Nacional	7-1	Se solicita definir más detalladamente la metodología de cálculo de la inercia efectiva o, alternativamente, disponer que el Coordinador establezca esta metodología.	13. Constante de inercia efectiva He, determinado mediante la siguiente formula. De todos modos, la metodología específica de cálculo deberá ser propuesta por el Coodinador en el estudio de Robustez.	Se acoge	

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
885	Coordinador Eléctrico Nacional	7-1	1. Diagrama de impedancia en función de la frecuencia. Se sugiere definir el rango de frequencia.	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
886	Coordinador Eléctrico Nacional	7-1	9. Límite de salto de fase durante contingencias. Se sugiere definir las contingencias.	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
887	Coordinador Eléctrico Nacional	7-1	10. Potencia por Salto de Fase. Se sugiere indicar de cuántos grados. Por ejemplo: “Instantaneous active power output of the plant should quickly respond to oppose the angle change. The peak active power change should be at least 0.2 pu (based on rated active power) for each 10-degree voltage phase angle change, in opposing direction. (e.g., A 100 MW rated plant should temporarily decrease active power output from 100 MW to 80 MW, or below, when source voltage angle is increasing 10 degrees; and it should temporarily increase active power from 100 to at least 120 MW, if the current limit allows, when voltage source angle is decreased by 10 degrees.)” https://www.ercot.com/files/docs/2024/09/16/ERCOT%	Según lo sugerido.	Se acoge parcialmente	Se ajusta la redacción del literal, para indicar que deberá ser la potencia de salto de fase para una variación de ángulo igual a 10 grados.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
888	Coordinador Eléctrico Nacional	7-1	12. Constante de inercia H. Se sugiere definir cómo se calcula. Por ejemplo ERCOT (H ≈ 60 *ΔE [s], where: ΔE is the area under the per unit active power production of the IBR from 0 to 0.5 s, when the RoCoF is 1 Hz/s.) https://www.ercot.com/files/docs/2024/09/16/ERCOT%		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
889	Coordinador Eléctrico Nacional	7-1	14-15 Capacidad de sobrecarga continua, si corresponde, en por unidad. Peak de corriente nominal en por unidad. Precisar cuál es la diferencia entre 14 y 15.	Según lo sugerido.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
890	Coordinador Eléctrico Nacional	7-1	17. Máxima tensión de la FIV del convertidor para la peor condición, en por unidad. Falta precisar a qué se refiere.	Según lo sugerido.	Se acoge parcialmente	Se ajusta el literal observado, indicando que el peor caso puede ser, por ejemplo, en el punto de conexión, máxima inyección de potencia reactiva con la tensión en el umbral superior de acuerdo con el artículo 5-19 de la NTSyCS.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
891	Coordinador Eléctrico Nacional	7-1	21. z. Definir	Según lo sugerido.	No se acoge	La definición del Factor Equivalente de Amortiguamiento (z) se encuentra en el artículo 1-4 del AT IBR.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
892	Coordinador Eléctrico Nacional	8-2	El cronograma no podrá extenderse por más de un año desde su emisión (15 días de revisión por modelo). Se sugiere eliminar plazos mientras el Coordinador no haya validado el 90% de las instalaciones en EMT.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
893	Coordinador Eléctrico Nacional	8-3	Solo se define un plazo para el envío del plan de adecuaciones, sin poner plazo a la implementación de las adecuaciones. Debido a la cantidad de IBR GFL existentes, se recomienda permitir que el Coordinador defina el plazo final mediante un cronograma de adecuaciones o similar.	Para dar cumplimiento a las exigencias indicadas en el Título 4, los titulares de las IBR GFL conectadas al SEN, así como los titulares de las IBR GFL que se encuentren declaradas en construcción, conforme a lo dispuesto en el 72°-17 de la Ley al momento de la publicación del presente Anexo, deberán presentar al Coordinador en un plazo no superior a nueve meses, un plan de adecuaciones que les permita cumplir con lo establecido en el presente Anexo Técnico, salvo lo indicado en el numeral 5 del Artículo 4-1 del presente Anexo. Dicho plan deberá incluir una descripción de las obras, plazos de ejecución, cronograma de actividades que contemple la coordinación con el Coordinador, entre otros aspectos. El Coordinador, mediante un cronograma de adecuaciones, definirá los plazos máximos de ejecución de estas adecuaciones en función de las necesidades sistémicas y la factibilidad técnica de las mismas.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
935	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	General	El artículo 3-11 no debe ser aplicado a instalaciones que se encuentren en operación o en proceso de hibridación, pasando de central IBR a central renovable con capacidad de almacenamiento, ni a aquellos proyectos de Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA declarados en construcción antes de la publicación de la presente actualización a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. La aplicación del artículo 3-11 a estos casos genera incertidumbre regulatoria en proyectos que fueron evaluados bajo la normativa vigente, ya que el incremento intempestivo del costo de implementar obligatoriamente IBR GFM en la práctica detendrá las inversiones en Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA que hoy se están desplegando en el Sistema Eléctrico Nacional para: reducir el vertimiento o recorte de energías limpias, reducir el costo total de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, reducir las tarifas a los clientes finales y acelerar la transición energética de Chile, fomentando el retiro de las centrales a carbón. Si el Artículo 3-11 no se modifica sustantativamente se pondrá el riesgo el atractivo de invertir en Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA, ya que el costo de implementar IBR GFM o, en su defecto, actualizar las instalaciones para incorporar dicha característica, hace inviable los proyectos, dado que esta tecnología aún es muy incipiente y se está desplegando muy lentamente, dado que aún está en una etapa de desarrollo y evolución tecnologica, sin alcanzar aún la madurez suficiente para su despliegue masivo a precios competitivos.	Se solicita adicionar un artículo transitorio que señale lo siguiente: "Serán eximidas de dar cumplimiento al artículo 3-11, a todas instalaciones existentes que pasen de ser una Central IBR a una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento. Asimismo, quedarán eximidas de este cumplimiento, todos los Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA que hayan ingresado una solicitud al proceso de declaración en construcción o que ya se encuentren declaradas en construcción, conforme a lo dispuesto en el artículo 72°-17 de la Ley al momento de la publicación del presente Anexo"	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Finalmente, aplicar el articulo 3-11, tal como está escrito, sólo incrementará el costo de la energía a los clientes finales.			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
936	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	General	Dado los nuevos requerimientos para tecnologías IBR FGL, tanto para los sistemas de Control de Tensión y Frecuencia/Potencia, en materia de Servicios Complementarios y Homologación de Modelos Dinámicos, existen instalaciones que ya han sido verificadas y validadas de acuerdo a la NT SSCC y NTSyCS, al respecto se interpreta que estos procesos deben ser repetidos conforme a las nuevas exigencias. Se solicita clarificarlo, y en caso de requerirlo, considerar que existen parques que se encuentran en proceso de verificación para los SSCC.	Se solicita clarificarlo, y en caso de requerirlo, considerar que existen parques que se encuentran en proceso de verificación para los SSCC.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
937	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	1-4	El título define lo siguiente: "**Tiempo de Subida:** intervalo de tiempo requerido por el Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión, para que, ante un cambio en la señal de entrada, la señal de salida correspondiente alcance el 90% de su valor final." Dentro de la definición no se hace mención del punto desde dónde comienza la medición, ya que de acuerdo con lo expresado, se incluiría el tiempo de **reacción** lo que provocaría que los tiempos totales se extiendan pudiendo afectar las exigencias de los requerimientos. Se sugiere aclarar y considerar para evitar que los tiempos indicados sean demasiado exigentes.	Se propone lo siguiente, basado en la definición de **tiempo de crecimiento (si es que corresponde)**: "**Tiempo de Subida:** intervalo de tiempo requerido por el Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión, para que, ante un cambio en la señal de entrada, la señal de salida correspondiente vaya desde el 10% hasta el 90% de su valor final."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 822.
938	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-5	Dentro de los requerimientos de respuesta inercial, se indica lo siguiente: i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación. ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores. iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida. Al respecto, no se encuentra considerada la posibilidad de contar con soporte de baterias para obtener energía adicional para dar soporte en la respuesta inercial. Se sugiere evaluar la posibilidad con el propósito de tener mayores alternativas.	Se propone agregar lo siguiente: "i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación. ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores. iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida". iv. Emplear soporte de sistemas BESS para incorporar energia adicional para aportar a la respuesta inercial.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".
939	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-5	En el articulo 3-5 se hace referencia a la inercia sintetica que debe proveer una central IBR GFM, sin embargo, no se indica la constante de inercia H que la central debe emular.	En el articulo 3-5 se hace referencia a la inercia sintetica que debe proveer una central IBR GFM, sin embargo, no se indica la constante de inercia H que la central debe emular.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
940	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-6	El Artículo define lo siguiente: Las IBR GFM deberán estar configuradas para aportar con Potencia por Salto de Fase. Para ello, deberá cumplir con las siguientes exigencias: 1. Su respuesta deberá ser instantánea. 2. El ángulo máximo de salto de fase deberá permitir una respuesta lineal y controlada, sin activar las funciones de limitación de corriente, considerando un ángulo de referencia cercano a 0 grados, el cual será el punto de operación normal en estado estable. El ángulo máximo de salto de fase no podrá ser inferior a 30 grados. 3. En Periodos Transitorios, la instalación deberá soportar un cambio adicional al máximo ángulo de salto de fase declarado para condiciones normales, el cual no podrá ser inferior a 5 grados. Asimismo, deberá continuar operando de manera estable con las funciones de limitación de corriente activadas. **A efectos de la aplicación del presente artículo, los Coordinados deberán entregar toda la información técnica relativa a las características técnicas del desempeño del control activo de salto de fase.** Justificación: Respecto al destacado con negrita, la aplicación del artículo detallado no define medios, plazos, ni forma mediante la cual los Coordinados deberán entregar la información técnica relativa a las características técnicas del desempeño del control activo de salto de fase. Por lo que, solicitamos incluir estos detalles para la aplicabilidad del requerimiento.	Respecto al destacado con negrita, la aplicación del artículo detallado no define medios, plazos, ni forma mediante la cual los Coordinados deberán entregar la información técnica relativa a las características técnicas del desempeño del control activo de salto de fase. Por lo que, solicitamos incluir estos detalles para la aplicabilidad del requerimiento.	Se acoge parcialmente	Se específica que la información técnica que se le solicitará a las IBR GFM se encuentra estipulada en el artículo transitorio 7-6 del AT IBR.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
941	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	3-10	En el título "Artículo 3-10 Capacidad de Partida Autónoma" se enumeran los requisitos que un IBR GFM con capacidad de Partida Autónoma debe cumplir, no obstante, para poder sostener todos los requerimientos debe contar con recurso disponible, por ejemplo, aunque un parque fotovoltaico tenga capacidad de arranque en negro, no podrá suministrar energia si no cuenta con recurso solar.	Se propone incorporar un punto adicional, como lo siguiente: 8) Siempre que la IBR GFM cuente con resurso primario suficiente para suministrar energía.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 15.
942	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	4-1	El Artículo define lo siguiente: Las IBR GFL, deberán cumplir con, al menos, las siguientes exigencias: 1. Operar sincronizados con el sistema eléctrico, sin provocar interacciones indebidas con otros equipos de este sistema. 2. Gestionar fallas o perturbaciones, brindando soporte al sistema eléctrico durante caídas de tensión u otras condiciones transitorias sin desconectarse, conforme se establece en el Artículo 4-5 del presente Anexo. 3. Durante la operación en modo falla, el sistema de control de la instalación deberá tener la capacidad de conmutar entre operación con prioridad de corriente activa y operación con prioridad de corriente reactiva, según corresponda. Por defecto, ante eventos que involucren caídas de tensión que excedan la banda de operación del Controlador de Tensión, la instalación deberá operar conforme el Artículo 4-5 del presente Anexo. 4. Ante saltos de fase de la tensión en el Punto de Conexión al SI, en Estado Normal o Alerta, la instalación deberá continuar operando de forma estable conectada al SEN. **5. Verificar por medio de un estudio lo señalado en la letra j) del Artículo 3-6 de la NTSyCS.**	Justificación: Respecto al destacado con negrita, el requerimiento del estudio señalado no define periodicidad, medios para su entrega ni entidad receptora del mismo. Solicitamos incorporar los detalles descritos para mayor claridad del requerimiento.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Justificación: Respecto al destacado con negrita, el requerimiento del estudio señalado no define periodicidad, medios para su entrega ni entidad receptora del mismo.			
943	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	4-3	En cuanto al "Artículo 4-3 Requerimientos al Controlador de Tensión en condiciones de operación normal", en el literal a) se específica que el controladores deben estar diseñados para operar en cualquiera de los siguientes modos de control mutuamente excluyentes: i. Regulación de tensión; ii. Regulación de factor de potencia; y, iii. Regulación de potencia reactiva en base a un valor de consigna. En el caso del modo de regulación de tensión, lo normal es que sea un modo que incorpora un estatismo para regular la tensión. Por lo anterior se solicita que sea considerado en el listado, ya que, de acuerdo al contenido del artículo se menciona un estatismo que se debe cumplir.	Se propone un texto como lo siguiente: i. Regulación de tensión y/o regulación de tensión con estatismo; ii. Regulación de factor de potencia; y, iii. Regulación de potencia reactiva en base a un valor de consigna.	Se acoge parcialmente	Se ajusta el literal de acuerdo con lo observado por el agente.
944	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	4-3	En el título "Artículo 4-3 Requerimientos al Controlador de Tensión en condiciones de operación normal" no queda claro si los requerimientos de desempeño dinámico aplican a todos los modos de control por igual,	Se recomienda ser más explicito en los requerimientos.	No se acoge	Se aclara que los requerimientos de desempeño dinámico (tiempo de reacción, subida, asentamiento, banda del 5% y sobreoscilación) aplican a todos los modos de operación del controlador de tensión en

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			es decir, tiempo de reacción, tiempo de subida, tiempo de asentamiento, si la banda del 5% es válida para todos los modos de operación, y sobreoscilación.			operación normal por igual, conforme a la práctica establecida en IEEE 2800:2022.
945	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	5-1	En el numeral 7 se menciona lo siguiente: "El modelo debera operar en un software de simulación especializados en analisis de transitorios electromagneticos...", al respecto, se recomienda que el operador indique explicitamente el software en el cual seran requeridos los modelos.	En el numeral 7 se menciona lo siguiente: "El modelo debera operar en un software de simulación especializados en analisis de transitorios electromagneticos...", al respecto, se recomienda que el operador indique explicitamente el software en el cual seran requeridos los modelos.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el software utilizado para los modelos EMT".
946	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	5-4	De acuerdo a lo indicado en el artículo, solamente los fabricantes deben validar el modelo dinámico. Si el fabricante no tiene capacidad de realizarlo, no está disponible o este deja de operar comercialmente, se sugiere dar una solución alternativa, por ejemplo, por una empresa externa con conocimiento del tema o, permitir al Coordinado la posibilidad de realizarlo por cuenta propia, si cuenta con "know-how" para ello. Se solicita flexibilizar este punto, para liberar mayores alternativas a la hora de cumplir con estos requisitos.	Se sugiere dar una solución alternativa, por ejemplo, por una empresa externa con conocimiento del tema o, permitir al Coordinado la posibilidad de realizarlo por cuenta propia, si cuenta con "know-how" para ello. Se solicita flexibilizar este punto, para liberar mayores alternativas a la hora de cumplir con estos requisitos.	No se acoge	Debido a que el modelo EMT deberá ser tipo OEM (del fabricante original), es adecuado que la validación la realicé el proveedor. Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que para las instalaciones existentes que no dispongan modelos EMT tipo OEM, podrán entregar modelos genéricos debidamente validados.
947	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	6-1	En el "Artículo 6-1 Monitoreo y reporte continuo" se establecen requerimientos para el monitoreo continuo, y de acuerdo a lo que se interpreta del artículo, cada uno de los IBR GFM's y GFL's deben contar con un sistema de almacenamiento en tiempo real. Al respecto, no se indica si esto debe ser reportado al CEN directamente mediante una plataforma u otro medio. Es importante considerar que si los IBR's poseen con el equipamiento para cumplir este punto, debe desarrollarse la arquitectura de comunicación y protocolo en que se reportarán. Por lo que se sugiere un tiempo transitorio adecuado para cumplir con este requerimiento. Por otro lado, en caso de que el equipamiento no cuente con este sistema o, bien, no sea el	Se sugiere un tiempo transitorio adecuado para cumplir con este requerimiento. Por otro lado, en caso de que el equipamiento no cuente con este sistema o, bien, no sea el adecuado para cumplir dichas exigencias, se requieren inversiones para poder cumplirlas, lo que sumado al punto anterior, se deben considerar tiempos suficientemente grandes para cumplir con estos requisitos.	Se acoge parcialmente	Se ajusta la redacción del artículo en cuestión indicando de que son señales adicionales que deberán monitorearse y registrarse en el caso de las IBR GFM. El conjunto total de señales será el correspondiente a cada instalación de acuerdo con la normativa vigente.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			adecuado para cumplir dichas exigencias, se requieren inversiones para poder cumplirlas, lo que sumado al punto anterior, se deben considerar tiempos suficientemente grandes para cumplir con estos requisitos.			
948	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	8-1	Se solicita ampliar a 30 meses la entrada en vigor del presente Anexo Técnico, por los motivos que se indican a continuación: 1) Evitar que los Proyectos que se encuentran Declarados en Construcción (DeC) o prontos a obtener la DeC presenten un incumplimiento normativo en su operación y previamente en el Proceso de Conexión que se tramita con el Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador), proceso de que habitualmente tarda entre 12-20 meses. El Coordinador suele ser bastante inflexible en los incumplimientos normativos de los Proyectos, por lo que en caso de que los Convertidores no cumplan con tales exigencias, esto podría atrasar significativamente el proceso de conexión (PGP), y por tanto la interconexión y puesta en operación comercial de los Proyectos, con todas las afectaciones económicas que ello implica. Recordar que las ordenes de compra de los Convertidores y los equipos principales del Proyecto, las cuales se deben presentar a CNE para la obtención de la DeC, deben cumplir con todas las exigencias del presente AT antes de iniciar construcción. Considerar además que el periodo constructivo de los Proyectos que utilizan este tipo de Convertidores se encuentra en torno a los 18-30 meses, dependiendo de la tecnología y dificultades constructivas. 2) En el ítem 3-5 iii) se indica que la instalación deberá contar con un margen de seguridad adecuado, el cual podrá garantizarse mediante	Las disposiciones asociadas a las IBR GFM establecidas en los Títulos 3, 5, 6 y 7 del presente Anexo entrarán en vigor treinta meses después de la fecha de publicación de su resolución exenta en el Diario Oficial, conforme a lo establecido en la letra e) del artículo 6 del Decreto N°316, del 07 de Julio de 2023, del Ministerio de Relaciones Exteriores. Las demás disposiciones del presente Anexo entrarán en vigor a partir de la fecha de publicación de su resolución exenta en el Diario Oficial.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			distintas estrategias, entre ellas "*Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida*". En términos de Permisos Ambientales requeridos para la construcción de los Proyectos, en la DIA/EIA que se tramita en el SEIA se debe especificar desde un inicio de tramitación el equipamiento y sus características/cantidades a utilizar en la fase de construcción y operación, por tanto en caso de requerir el sobredimensionamiento de una instalación, agregando convertidores adicionales a la requerida para la potencia de salida, esto podría requerir realizar un análisis del cambio para descartar que es un cambio de consideración según lo establecido en la RCA del proyecto original, este análisis debiese seguir los criterios establecidos para Consultas de Pertinencia de ingresos al SEIA. De ingresar la Pertinencia y en caso de que se requiera de un pronunciamiento formal de la autoridad, se deben considerar los plazos de tramitación y eventual proceso de observaciones y respuestas, lo que implicaría un aumento en la cronología del Proyecto, extendiendo los plazos de inicio de declaración en construcción y puesta en operación correspondiente .			
949	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	8-2	La disposición transitoria definida en el Artículo 8-2 exige que las instalaciones existentes deberán entregar los modelos EMT a los que hace referencia el Artículo 5-1 del presente Anexo. Sin embargo, no se define los requerimientos específicos para las instalaciones que se encuentran en operación comercial y que hayan iniciado el proceso de Modelación y Homologación de Instalaciones del SEN que ha requerido el Coordinador durante el año 2022	Se solicita revisar la situación de los Coordinados que hayan iniciado el proceso de Modelación y Homologación de Instalaciones del SEN que ha requerido el Coordinador durante el año 2022, ya que dichos Coordinados han realizado esfuerzos para cumplir con estos requerimientos en cumplimiento a las exigencias del Procedimiento Interno del Coordinador. En virtud de lo anterior, se solicita dejar explicitamente definido que los Coordinados que hayan iniciado el proceso descrito	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			en sus dos etapas. Se interpreta del artículo, que este requerimiento se solicitará nuevamente, por lo que se pide que si un Coordinado ha entregado sus modelos esta información se respete y no ocasione un nuevo proceso.	previamente quedarán excluidos de los requerimientos asociados a los modelos EMT a los que hace referencia el Anexo Técnico. .		
950	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	8-3	Se solicita que se establezca un plazo para que la Comisión emita la resolución respecto de aquellas instalaciones que, por razones técnicas, no puedan cumplir con algunas de las disposiciones establecidas en el presente Anexo. Esto permitirá otorgar certeza a los Coordinados sobre la aplicación de la normativa.	Se solicita adicionar al artículo: "La Comisión emitirá una resolución, a lo más 30 días despues de recibir los antecedentes por parte del Coordinador, pronunciándose sobre aquellas instalaciones que técnicamente no puedan cumplir con algunas de las disposiciones establecidas en el presente Anexo."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
951	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	8-3	Se solicita ampliar el plazo para informar al Coordinador sobre la imposibilidad técnica de cumplir con los nuevos requisitos establecidos en la Norma Técnica. Esto se debe a que, para verificar la imposibilidad técnica y elaborar los informes correspondientes a múltiples instalaciones, es necesario recabar antecedentes de los desarrolladores de tecnología, proceso que puede requerir varias semanas y dificultar el cumplimiento de los plazos actualmente establecidos.	Se sugiere modificar la redacción de los plazos de la siguiente manera: "En el caso de las instalaciones que, por razones técnicas, no puedan cumplir con los requisitos antes señalados, los titulares deberán notificar esta situación al Coordinador en un plazo máximo de seis meses a partir de la publicación del presente Anexo, prorrogable por un período adicional de hasta seis meses, de acuerdo con los antecedentes y dificultades informadas por los Coordinados al Coordinador."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
973	Colbún S.A.	3-11	En el artículo referenciado se señala: "Los Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA que se encuentren conectados al SEN, deberán ser IBR GFM o, en su defecto, poder actualizarse para incorporar dicha característica de acuerdo con el Artículo 4-8 del presente Anexo". Al respecto, es importante mencionar que las exigencias deben ser tecnologicamente	Se solicita eliminar el artículo	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la obligatoriedad de capacidad GFM en SAE y CRCA".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			agnósticas, por lo que imponer exigencias para un tipo de tecnología de instalaciones IBR puede considerarse una decisión arbitraria que podría desincentivar la inversión en sistemas de almacenamiento. En este sentido, se propone utilizar los resultados del estudio de robustez que el CEN realizará anualmente, para determinar, primero, si el área es débil o fuerte y segundo, si las instalaciones IBR (que comprende tanto centrales IBR, SAE y CRCA) deben conectarse mediante GFL o GFM. Así, el estudio de robustez, determinaría las exigencias de conexión para todas las instalaciones tipo IBR, y no solo para centrales IBR (que comprende únicamente tecnología eólica y solar) eliminando posibles sesgos tecnológicos.			
974	Colbún S.A.	1-4	En la definición 4 para el Convertidor Seguidor de Red se establece que este equipo sigue la tensión y frecuencia establecidas por el sistema eléctrico. Sin embargo, para los GFL es relevante separar la tensión en su magnitud y fase, ya que se utilizan elementos distintos para medir cada una de estas señales.	Reemplazar por: "4: Convertidor(es) Seguidor de Red: equipo que utiliza electrónica de potencia, cuyo modo de operación se basa en un PLL, siguiendo la magnitud y fase de la tensión, además de la frecuencia establecidas por el sistema eléctrico."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 824.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
975	Colbún S.A.	3-1	En este artículo se establece que los IBR GFM deberán cumplir con, al menos, las exigencias descritas. Dentro de las exigencias se incluye proporcionar respuesta inercial y proporcionar corrientes de cortocircuito. Por como está escrito el artículo se entiende que los IBR GFM están obligados a prestar estos servicios y por lo tanto no deja espacio a que se desarrollen, incentiven y remuneren este tipo de servicios mediante otros mercados. En este sentido, se propone incentivar los servicios de respuesta en inercia, control de tensión, control de frecuencia y control de corriente rápida mediante algún mercado como el de servicios complementarios. Para esto, es necesario crear reglas claras, que incentiven a los distintos agentes a invertir en este tipo de tecnologías. Así la instalación de GFM se generaría producto de que es la solución más costo/eficiente y no por exigencias de conexión.	Agregar: "...6. Ser capaces de proporcionar respuesta inercial, de acuerdo con el Artículo 3-5 del presente Anexo. 7. Ser capaces de proporcionar corrientes de cortocircuito…"	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Nuevos SSCC asociados a la Robustez del SI".
976	Colbún S.A.	3-1	En el numeral 8 se establece que los IBR GFM deberán gestionar fallas y perturbaciones, brindando soporte al SEN durante caídas de tensión u otras condiciones transitorias sin desconectarse, resguardando los límites técnicos de la instalación. Sin embargo, no se detallan o establecen los límites técnicos de la instalación, ni cómo estos se justificarán ante el SEN. Se propone que se explicite la manera en que estas limitaciones serán reconocidas por el Coordinador. Además, estas limitaciones deben determinarse de manera clara y ex-ante para evitar confusiones.	Agregar: "…8. Gestionar fallas y perturbaciones, brindando soporte al SEN durante caídas de tensión u otras condiciones transitorias sin desconectarse, resguardando los límites técnicos de la instalación, estas últimas deberán ser aprobadas por el Coordinador de manera ex-ante..."	Se acoge parcialmente	Se incluyen estándares de zona de no desconexión para las IBR GFM.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
977	Colbún S.A.	3-5	Para la respuesta inercial se establece que la instalación deberá contar con un margen de seguridad adecuado, el cual podrá garantizarse mediante distintas estrategias. La primera estrategia dispone de mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación. Sin embargo el CEN es el que determina el despacho de las centrales, por lo que el agente no podría tomar esta decisión por si solo. Se propone explicitar que el agente dueño de la instalación podrá seleccionar una de estas estrategias y dar aviso al CEN, para que el opere la instalación acorde a esta decisión	Explicitar que el agente dueño de la instalación podrá seleccionar una de estas estrategias y dar aviso al CEN, para que el opere la instalación acorde a esta decisión	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".
978	Colbún S.A.	3-7	En el punto 3 de este artículo se establece que las caracterísitcas de amortiguamiento deberán ser ajustables mediante software. En otras palabras, esto signfiica modificar las ganancias internas de la estategia de control. Sin embargo, los fabricantes no suelen dar acceso libre a este tipo de modificaciones. Se podría explicitar bajo que circunstancias se pedirá modificar estas ganancias. En el punto 4 se establece que la configuración de los convertidores no deberán introducir nuevos modos oscilatorios inestables, ni exacerbar modos oscilatorios existentes. En este sentido, ¿cómo se medirá o que metodología se utilizará para saber que convertidor es el que introduce o exacerba un modo oscilatorio ?	Agregar: "... 3. Para la conexión de la isntalación las características de amortiguamiento deberán poder ajustarse mediante software. Estas características deberán determinarse y ajustarse en el proceso de conexión en función de las características del sistema eléctrico en el Punto de Conexión al SI..."	No se acoge	En efecto, las características del Control de amortiguamiento de potencia de las IBR GFM deberá ser ajustada en el proceso de conexión al SI. Sin embargo, dichos ajustes deberán ser configurables y modificados periódicamente según la normativa vigente.
979	Colbún S.A.	3-8	En el penútlimo inciso de este artículo se establece que las exigencias anteriores deberán considerar en todo momento los límites técnicos de la instalación, sin embargo no asigna un orden de prioridad de estas exigencias. En este sentido, si una central (debido a sus límites técnicos) no cumple con las exigencias se podrá conectar de todas formas?	Agregar: "... Las exigencias anteriores deberán considerar y priorizar, en todo momento, los límites técnicos de la instalación, así como la disponibilidad del recurso primario..."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
980	Colbún S.A.	3-9	Este artículo define la capacidad de operar en una isla eléctrica, por lo que se entiende no sería una exigencia. Para incentivar la instalación de GFM con esta capacidad debe establecerse de forma clara las condiciones de este servicio y cómo este se remunerará.	Incluir al final del artículo "Las definiciones y condiciones para prestar este servicio serán detalladas en la Norma Técnica de Servicios Complementarios"	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Nuevos SSCC asociados a la Robustez del SI".
981	Colbún S.A.	3-10	Este artículo define la capacidad de partida autónoma, por lo que se entiende no sería una exigencia. Para incentivar la instalación de GFM con esta capacidad debe establecerse de forma clara las condiciones de este servicio y cómo este se remunerará.	Incluir al final del artículo "Las definiciones y condiciones para prestar este servicio serán detalladas en la Norma Técnica de Servicios Complementarios"	No se acoge	En efecto, el servicio de Partida Autónoma corresponde a una exigencia opcional para las IBR GFM. Asimismo, se reconoce que su verificación de desempeño deberá realizarse en el proceso de conexión de la instalación, acompañado de un estudio correspondiente.
982	Colbún S.A.	8-3	En este artículo se establece que los Coordinados titulares de instalaciones IBR GFL deberán presentar un plan de adecuaciones en un plazo no superior a nueve meses. Se sugiere ampliar este plazo, ya que estas adecuaciones requieren de estudios y coordinaciones con el fabricante. En este se sugiere un plazo de un año. Por otro lado, se establece que para justificar el caso de las instalaciones que técnicamente no puedan cumplir con los requisitos antes señalados, los titulares tienen la obligación de notificar esta situación al Coordinador en un plazo máximo de tres meses a partir de la publicación del presente Anexo. En este sentido, el plazo de tres meses es muy acotado, ya que para la correcta justificación del no cumplimiento de las exigencias se requieren varios estudios, algunos de estos deben ser consultados con los fabricantes , por lo mismo se propone otorgar un plazo de un año.	"Para dar cumplimiento a las exigencias indicadas en el Título 4, los titulares de las IBR GFL conectadas al SEN, así como los titulares de las IBR GFL que se encuentren declaradas en construcción, conforme a lo dispuesto en el 72°-17 de la Ley al momento de la publicación del presente Anexo, deberán presentar al Coordinador en un plazo no superior a un año, un plan de adecuaciones que les permita cumplir con lo establecido en el presente Anexo Técnico, salvo lo indicado en el numeral 5 del Artículo 4-1 del presente Anexo. ... En el caso de las instalaciones que técnicamente no puedan cumplir con los requisitos antes señalados, los titulares tienen la obligación de notificar esta situación al Coordinador en un plazo máximo de un año a partir de la publicación del presente Anexo, justificando la imposibilidad técnica de dar cumplimiento a lo antes señalado a través de un informe técnico..."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
983	Colbún S.A.	5-1	El numeral 4 y 5, dependen fuertemente de la información que el fabricante este dispuesto a dar. En este sentido, la estrategia de control, particularidad del modelo y construcción contiene la propiedad intelectual del fabricante. Por lo mismo puede ser muy díficil acceder a está información. Se sugiere incluir	Incluir acuerdos de confidencialidad por parte del CEN para recibir esta información sensible	No se acoge	En el artículo 2-1 del AT IBR, ya se establece como obligación del Coordinador resguardar la confidencialidad y reserva de aquella información que tenga carácter económica o comercialmente sensible.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			acuerdos de confidencialidad por parte del CEN para recibir esta información sensible.			
984	Colbún S.A.	5-2	El numeral 6, depende fuertemente de la información que el fabricante este dispuesto a dar. En este sentido, la estrategia de control, particularitdad del modelo y construcción contiene la propiedad intelectual del fabricante. Por lo mismo puede ser muy díficil acceder a está información. Se sugiere incluir acuerdos de confidencialidad por parte del CEN para recibir esta información sensible.	Incluir acuerdos de confidencialidad por parte del CEN para recibir esta información sensible	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 983.
985	Colbún S.A.	2-1	Asociado al numeral ii de este artículo y en base a las frecuentes solicitudes de los fabricantes de este tecnología para entrega de sus modelos e información técnica, comúnmente éstos solicitan firmas de acuerdo de confidencialidad por resguardo de la tecnología y el know how del fabricante. En este sentiodo, se solicita que el Coordinador al ser usuario de estos modelos e información, tome las debidas precuaciones del caso con respecto a la confidencialidad de la información técnica.	Publicar y mantener actualizada la información señalada en el numeral precedente. Asimismo, deberá adoptar las medidas necesarias para resguardar la confidencialidad y reserva de aquella información, en particular, la que tenga carácter **técnico**, comercial o económico sensible.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 983.
986	Colbún S.A.	3-4	Se entiende del numeral 2 de este artículo, que la banda muerta máxima aceptada será de 30 mHz. No obstante eso, la redacción del párrafo no permite este valor, por lo cual se modifica para hacerlo efectivo.	Reemplazar por: "2. La banda muerta deberá ser menor o igual a ±30 [mHz]".	Se acoge	
987	Colbún S.A.	3-8	Se propone una mejora en el párrafo del numeral 1. Si bien se entiende el término falla balanceada como una falla trifásica donde se comprometen tensiones en las 3 fases, no es un término que se encuentre definido al inicio del documento. Por otro lado para otros tipos de fallas, también se realiza una mejora, en el entendido de que la inyección de corriente reactiva opera para todo tipo de falla,	En caso de una falla trifásica, la instalación deberá inyectar, al menos, su corriente reactiva máxima nominal cuando la tensión en el Punto de Conexión al SI sea 0 por unidad. Para otros tipos de fallas donde existan tensiones intermedias, la corriente reactiva inyectada deberá estar en o por encima de la línea límite definida entre la zona de operación normal del control de tensión (representada en la Figura 1) y el punto correspondiente a su	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 11.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			discriminando su aporte en función al tipo de esta.	corriente máxima nominal a tensión 0 por unidad. La Figura 1 muestra ejemplos de estas líneas para distintas clasificaciones de corriente máxima (1.0 por unidad y 1.5 por unidad del valor nominal).		
988	Colbún S.A.	3-8	Se solicita cambiar la figura 2, haciendo más explícito el área de operación y sombrear la figura adecuadamente a este requerimiento. Dado lo anterior, se debe modificar esta figura. Por otro lado, se menciona el aporte de un 100% corriente de cortocircuito en un máximo de 30 ms y en comparación con la normativa internacional este valor máximo se tiene en 40 ms. Favor si se puede argumentar en mayor medida esta exigencia.	En el caso de que la tensión antes indicada sea 0 por unidad, la corriente inyectada deberá permanecer en el área sombreada de la Figura 2, durante el Tiempo de Despeje de Falla. La IBR GFM deberá aportar, al menos, el 100% de su capacidad nominal de corriente de cortocircuito en un plazo máximo de 40 milisegundos	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la respuesta instantánea de las IBR GFM".
989	Colbún S.A.	4-1	Donde se indica: "Ante saltos de fase de la tensión en el Punto de Conexión al SI, en Estado Normal o Alerta, la instalación deberá continuar operando de forma estable conectada al SEN" Es necesario aclarar la exigencia definiendo un valor numérico acorde, que se entiende puede ser el que se menciona en el artículo 3-6. Lo anterior conforme a la normativa internacional de similares características.	Ante saltos de fase de la tensión menores o iguales a X grados en el Punto de Conexión al SI, en Estado Normal o Alerta, la instalación deberá continuar operando de forma estable conectada al SEN	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 386.
990	Colbún S.A.	4-3	Donde se indica: "a) Estar diseñado para operar en cualquiera de los siguientes modos de control mutuamente excluyentes: i. Regulación de tensión; ii. Regulación del factor de potencia; y, iii. Regulación de potencia reactiva en base a un valor de consigna." Se propone nuevo párrafo considerando que todos los modos de control son excluyentes entre si y además, todos funcionan en base a un valor de consigna.	a) Estar diseñado para operar en cualquiera de los siguientes modos de control, los cuales son excluyentes entre si: i. Regulación de tensión; ii. Regulación del factor de potencia; y, iii. Regulación de potencia reactiva	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 943.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
991	Colbún S.A.	4-3	Donde se indica: "Sin perjuicio de lo establecido en el presente artículo, el Coordinador determinará el ajuste específico que deberán implementar las IBR GFL para cada uno de los requerimientos indicados, en atención a la seguridad y calidad de servicio, y de conformidad con lo establecido en el Artículo 3-5 de la NTSyCS" Es necesario considerar que los ajustes que sean establecidos y sean solicitados, deben encontrarse acordes a la disponibilidad de recurso y a las limitaciones técnicas del fabricante que permitan una operación segura.	Sin perjuicio de lo establecido en el presente artículo, el Coordinador determinará el ajuste específico que deberán implementar las IBR GFL para cada uno de los requerimientos indicados, en atención a la seguridad y calidad de servicio, y de conformidad con lo establecido en el Artículo 3-5 de la NTSyCS. Las exigencias anteriores deberán considerar, en todo momento, los límites técnicos de la instalación, así como la disponibilidad del recurso primario.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Factibilidad técnica informada por el fabricante".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
992	Colbún S.A.	4-4	Donde se indica: "Sin perjuicio de lo establecido en el presente artículo, el Coordinador determinará el ajuste específico que deberán implementar las IBR GFL para cada uno de los requerimientos indicados, en atención a la seguridad y calidad de servicio, y de conformidad con lo establecido en el Artículo 3-5 de la NTSyCS". Es necesario considerar que los ajustes que sea establecidos y sean solicitados, deben encontrarse acordes a la disponibilidad de recurso y a las limitaciones técnicas del fabricante que permitan una operación segura.	Sin perjuicio de lo establecido en el presente artículo, el Coordinador determinará el ajuste específico que deberán implementar las IBR GFL para cada uno de los requerimientos indicados, en atención a la seguridad y calidad de servicio, y de conformidad con lo establecido en el Artículo 3-5 de la NTSyCS. Las exigencias anteriores deberán considerar, en todo momento, los límites técnicos de la instalación, así como la disponibilidad del recurso primario.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Factibilidad técnica informada por el fabricante".
993	Colbún S.A.	4-6	Donde se menciona: "El Coordinador deberá comunicar la instrucción de cambio de prioridad a los Coordinados que correspondan, indicando expresamente las instalaciones involucradas, la fecha de inicio de la instrucción y las condiciones bajo las cuales se aplicará". Entendemos que este tipo de cambios debe ser ejecutado por el fabricante, toda vez que debe eventualmente reajustarse el control del tipo de inyección de corriente una vez que se encuentre ya parametrizado. Dado lo anterior, se solicita establecer un	El Coordinador deberá comunicar la instrucción de cambio de prioridad a los Coordinados que correspondan, indicando expresamente las instalaciones involucradas, la fecha de inicio de la instrucción y las condiciones bajo las cuales se aplicará. El Coordinado tendrá un plazo máximo de ejecución de 30 días, en caso de no existir impedimentos técnicos a la instrucción.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 464.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			plazo adecuado para la ejecución de este tipo de instrucciones, además de conocer el fundamento detrás de la decisión.			
994	Colbún S.A.	4-7	Donde se indica: "Sin perjuicio de lo establecido en el presente artículo, el Coordinador determinará el ajuste específico que deberán implementar las IBR GFL para cada uno de los requerimientos indicados, en atención a la seguridad y calidad de servicio, y de conformidad con lo establecido en el Artículo 3-5 de la NTSyCS". Es necesario considerar que los ajustes que sean establecidos y sean solicitados, deben encontrarse acordes a la disponibilidad de recurso y a las limitaciones técnicas del fabricante que permitan una operación segura.	Sin perjuicio de lo establecido en el presente artículo, el Coordinador determinará el ajuste específico que deberán implementar las IBR GFL para cada uno de los requerimientos indicados, en atención a la seguridad y calidad de servicio, y de conformidad con lo establecido en el Artículo 3-5 de la NTSyCS. Las exigencias anteriores deberán considerar, en todo momento, los límites técnicos de la instalación, así como la disponibilidad del recurso primario	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Factibilidad técnica informada por el fabricante".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
995	Colbún S.A.	5-1	Donde se menciona: "Deben ser modelos OEM que permitan realizar simulaciones precisas de las respuestas de la instalación en su conjunto ante eventos. Estos modelos deben reflejar las características técnicas propias de su diseño como, por ejemplo: componentes específicos, configuraciones, controles, protecciones, entre otros" Existen fabricante que no cuentan con modelos propios por ejemplo en EMTP, pero si poseen alguna guía que permite entrega los lineamientos de modelación para un modelo genérico tipo WECC que haga representación del controlador de planta.	Deben ser modelos OEM que permitan realizar simulaciones precisas de las respuestas de la instalación en su conjunto ante eventos. Estos modelos deben reflejar las características técnicas propias de su diseño como, por ejemplo: componentes específicos, configuraciones, controles, protecciones, entre otros. En caso que el fabricante no disponga de estos modelos, se permitirá el uso de modelos estándar de librería que reflejen el comportamiento de los controladores de planta, con la correspondiente información por parte del fabricante.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el software utilizado para los modelos EMT".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
996	Colbún S.A.	3-5	En este artículo se establece que los IBR GFM deberán proporcionar inercia sintética. Por como está escrito el artículo se entiende que los IBR GFM están obligados a prestar este servicio y por lo tanto no deja espacio a que se desarrollen, incentiven y remuneren este tipo de servicios mediante otros mercados. En este sentido, se propone incentivar los servicios de respuesta en inercia, control de tensión, control de frecuencia y control de corriente rápida mediante algún mercado como el de servicios complementarios. Para esto, es necesario crear reglas claras, que incentiven a los distintos agentes a invertir en este tipo de tecnologías. Así la instalación de GFM en el SEN se generaría producto de que es la solución más costo/eficiente y no por exigencias de conexión.	Agregar: "Las IBR GFM deberán ser capaces de proporcionar Inercia Sintética considerando lo siguiente:…"	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".
997	Colbún S.A.	3-8	En este artículo se establece que los IBR GFM deberán proporcionar control de inyección rápida de corriente. Por como está escrito el artículo se entiende que los IBR GFM están obligados a prestar este servicio y por lo tanto no deja espacio a que se desarrollen, incentiven y remuneren este tipo de servicios mediante otros mercados. En este sentido, se propone incentivar los servicios de respuesta en inercia, control de tensión, control de frecuencia y control de corriente rápida mediante algún mercado como el de servicios complementarios. Para esto, es necesario crear reglas claras, que incentiven a los distintos agentes a invertir en este tipo de tecnologías. Así la instalación de GFM en el SEN se generaría producto de que es la solución más costo/eficiente y no por exigencias de conexión.	Agregar: "Las IBR GFM deberán ser capaces de suministrar corriente reactiva de manera instantánea cuando la tensión, en el Punto de Conexión al SI, descienda del 90% de su valor nominal conforme a los siguientes requisitos:…"	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Nuevos SSCC asociados a la Robustez del SI".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
998	Colbún S.A.	4-1	En el numeral 5 se establece que hay que verificar por medio de un estudio que la instalación de IBR GFL no degrada la fortaleza existente en el Área de Tensión Coherente. Los GFL no fueron diseñados para aportar a la robustez de la red, poseen elementos como limitadores de corriente que no permiten que aporten con corrientes activas o reactivas por sobre la capacidad nominal. Además, presentan inestabilidades al pasar de inyección de corriente activa a reactiva, encontrándose limitados para modificar su inyección de corriente activa a reactiva y viceversa. Por otro lado, el buen funcionamiento del PLL depende de la sintonización que se tenga en sus parámetros internos, pudiendo no seguir de manera correcta la fase de la tensión, lo que podría introducir inestabilidades a la red, sobre todo en redes débiles. Por estas y más razones es muy díficil que esta tecnología, que no fue pensada para aportar con robustez a la red, pueda verificar por medio de un estudio que no deteriora la red. En este sentido, las exigencias para los IBR GFL no debiesen incluir consideraciones para las cuales no fueron diseñadas, sobre todo considerando instalaciones que ya se encuentran conectadas a la red. En este sentido, se propone explicitar que esta condición sólo aplicaría para nuevas instalaciones IBR GFL que se interconecten al sistema	Agregar: 5. Las nuevas instalaciones que se interconecten al SI deberán verificar por medio de un estudio lo señalado en la letra j) del Artículo 3-6 de la NTSyCS.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".
999	Colbún S.A.	General	Por las exigencias establecidas para los IBR GFL e IBR GFM se tiene que no todos los fabricantes pueden cumplir con lo establecido en la Norma Técnica y sus Anexos. Sobre todo al considerar que muchas de estas exigencias no se definen de manera cuantitativa. Así, se sugiere definir bandas claras o exigencias mínimas (con límites claros) de cumplimiento para las distintas capacidades, en pos de tener métricas objetivas para poder verificar su cumplimiento.	Definir bandas claras o exigencias mínimas (con límites claros) de cumplimiento para las distintas capacidades, en pos de tener métricas objetivas para poder verificar su cumplimiento.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1000	Colbún S.A.	4-5	En este artículo se establecen las condiciones para las cuales los IBR GFL deben permanecer conectados durante contingencias. Sin embargo, no se establecen valores para cuando la tensión es mayor a 1, es decir, los IBR GFL, solo podrían desconectarse en condiciones donde la tensión es menor a 1 en p.u.. Se sugiere incluir todas las condiciones (incluyendo las de sobretensión) bajo las cuales los IBR GFL pueden desconectarse de la red. Esto cobra relevancia al contrastarlo con los artículos 5-34 y 5-75 del cuerpo de la norma técnica, donde se tienen sobretensiones de 1.3 en p.u., lo cual no está establecido en este artículo.	Incluir todas las condiciones (incluyendo las de sobretensión) bajo las cuales los IBR GFL pueden desconectarse de la red	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Exigencias de HVRT para IBR".
1040	Asociación de Generación Renovable A.G.	General	El artículo 3-11 no debe ser aplicado a instalaciones que se encuentren en operación o en proceso de hibridación, pasando de central IBR a central renovable con capacidad de almacenamiento, ni a aquellos proyectos de Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA declarados en construcción antes de la publicación de la presente actualización a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. La aplicación del artículo 3-11 a estos casos genera incertidumbre regulatoria en proyectos que fueron evaluados bajo la normativa vigente, ya que el incremento intempestivo del costo de implementar obligatoriamente IBR GFM en la práctica detendrá las inversiones en Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA que hoy se están desplegando en el Sistema Eléctrico Nacional para: reducir el vertimiento o recorte de energías limpias, reducir el costo total de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, reducir las tarifas a los clientes finales y acelerar la transición energética de Chile, fomentando el retiro de las centrales a carbón.	Se solicita adicionar un artículo transitorio que señale lo siguiente: "Serán eximidas de dar cumplimiento al artículo 3-11, a todas instalaciones existentes que pasen de ser una Central IBR a una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento. Asimismo, quedarán eximidas de este cumplimiento, todos los Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA que hayan ingresado una solicitud al proceso de declaración en construcción o que ya se encuentren declaradas en construcción, conforme a lo dispuesto en el artículo 72°-17 de la Ley al momento de la publicación del presente Anexo"	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

Respuesta a las observaciones del AT IBR:

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			Si el Artículo 3-11 no se modifica sustantativamente se pondrá el riesgo el atractivo de invertir en Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA, ya que el costo de implementar IBR GFM o, en su defecto, actualizar las instalaciones para incorporar dicha característica, hace inviable los proyectos, dado que esta tecnología aún es muy incipiente y se está desplegando muy lentamente, dado que aún está en una etapa de desarrollo y evolución tecnologica, sin alcanzar aún la madurez suficiente para su despliegue masivo a precios competitivos. Finalmente, aplicar el articulo 3-11, tal como está escrito, sólo incrementará el costo de la energía a los clientes finales.			
1041	Asociación de Generación Renovable A.G.	General	Dado los nuevos requerimientos para tecnologías IBR FGL, tanto para los sistemas de Control de Tensión y Frecuencia/Potencia, en materia de Servicios Complementarios y Homologación de Modelos Dinámicos, existen instalaciones que ya han sido verificadas y validadas de acuerdo a la NT SSCC y NTSyCS, al respecto se interpreta que estos procesos deben ser repetidos conforme a las nuevas exigencias.	Se solicita clarificarlo, y en caso de requerirlo, considerar que existen parques que se encuentran en proceso de verificación para los SSCC.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Fuera del alcance".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1042	Asociación de Generación Renovable A.G.	1-4	El título define lo siguiente: "Tiempo de Subida: intervalo de tiempo requerido por el Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión, para que, ante un cambio en la señal de entrada, la señal de salida correspondiente alcance el 90% de su valor final." Dentro de la definición no se hace mención del punto desde dónde comienza la medición, ya que de acuerdo con lo expresado, se incluiría el tiempo de reacción lo que provocaría que los tiempos totales se extiendan pudiendo afectar las exigencias de los requerimientos. Se sugiere aclarar y considerar para evitar que los tiempos indicados sean demasiado exigentes.	Se propone lo siguiente, basado en la definición de tiempo de crecimiento (si es que corresponde): "Tiempo de Subida: intervalo de tiempo requerido por el Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión, para que, ante un cambio en la señal de entrada, la señal de salida correspondiente vaya desde el 10% hasta el 90% de su valor final."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 822.
1043	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-5	Dentro de los requerimientos de respuesta inercial, se indica lo siguiente: i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación. ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores. iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida. Al respecto, no se encuentra considerada la posibilidad de contar con soporte de baterias para obtener energía adicional para dar soporte en la respuesta inercial. Se sugiere evaluar la posibilidad con el propósito de tener mayores alternativas.	Se propone agregar lo siguiente: "i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación. ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores. iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida". iv. Emplear soporte de sistemas BESS para incorporar energia adicional para aportar a la respuesta inercial.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 938.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1044	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-5	En el articulo 3-5 se hace referencia a la inercia sintetica que debe proveer una central IBR GFM, sin embargo, no se indica la constante de inercia H que la central debe emular.	En el articulo 3-5 se hace referencia a la inercia sintetica que debe proveer una central IBR GFM, sin embargo, no se indica la constante de inercia H que la central debe emular.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".
1045	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-4	Se solicita clarificarlo, y en caso de requerirlo, considerar que existen parques que se encuentran en proceso de verificación para los SSCC. i. Mantener un margen entre la potencia de despacho y la capacidad máxima de la instalación.	Tiempo de Subida: intervalo de tiempo requerido por el Controlador de Frecuencia/Potencia o Controlador de Tensión, para que, ante un cambio en la señal de entrada, la señal de salida correspondiente vaya desde el 10% hasta el 90% de su valor final.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
1046	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-4	ii. Utilizar la capacidad de sobrecarga de los convertidores.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
1047	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-5	iii. Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida.	Serán eximidas de dar cumplimiento al artículo 3-11, a todas instalaciones existentes que pasen de ser una Central IBR a una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento. Asimismo, quedarán eximidas de este cumplimiento, todos los Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA que hayan ingresado una solicitud al proceso de declaración en construcción o que ya se encuentren declaradas en construcción, conforme a lo dispuesto en el artículo 72°-17 de la Ley al momento de la publicación del presente Anexo	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el sobredimensionamiento del convertidor GFM".
1048	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-6	El Artículo define lo siguiente: Las IBR GFM deberán estar configuradas para aportar con Potencia por Salto de Fase. Para ello, deberá cumplir con las siguientes exigencias: 1. Su respuesta deberá ser instantánea. 2. El ángulo máximo de salto de fase deberá permitir una respuesta lineal y controlada, sin activar las funciones de limitación de	Respecto al destacado con negrita, la aplicación del artículo detallado no define medios, plazos, ni forma mediante la cual los Coordinados deberán entregar la información técnica relativa a las características técnicas del desempeño del control activo de salto de fase. Por lo que, solicitamos incluir estos detalles para la aplicabilidad del requerimiento.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 940.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			corriente, considerando un ángulo de referencia cercano a 0 grados, el cual será el punto de operación normal en estado estable. El ángulo máximo de salto de fase no podrá ser inferior a 30 grados. 3. En Periodos Transitorios, la instalación deberá soportar un cambio adicional al máximo ángulo de salto de fase declarado para condiciones normales, el cual no podrá ser inferior a 5 grados. Asimismo, deberá continuar operando de manera estable con las funciones de limitación de corriente activadas. A efectos de la aplicación del presente artículo, los Coordinados deberán entregar toda la información técnica relativa a las características técnicas del desempeño del control activo de salto de fase. Justificación: Respecto al destacado con negrita, la aplicación del artículo detallado no define medios, plazos, ni forma mediante la cual los Coordinados deberán entregar la información técnica relativa a las características técnicas del desempeño del control activo de salto de fase. Por lo que, solicitamos incluir estos detalles para la aplicabilidad del requerimiento.			
1049	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-7	Al respecto, no se encuentra considerada la posibilidad de contar con soporte de baterias para obtener energía adicional para dar soporte en la respuesta inercial. Se sugiere evaluar la posibilidad con el propósito de tener mayores alternativas.		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".
1050	Asociación de Generación Renovable A.G.	3-10	En el título "Artículo 3-10 Capacidad de Partida Autónoma" se enumeran los requisitos que un IBR GFM con capacidad de Partida Autónoma debe cumplir, no obstante, para poder sostener todos los requerimientos debe contar con recurso disponible, por ejemplo, aunque un parque fotovoltaico tenga capacidad de arranque en negro, no podrá suministrar energia si no cuenta con recurso solar.	Se propone incorporar un punto adicional, como lo siguiente: 8) Siempre que la IBR GFM cuente con resurso primario suficiente para suministrar energía.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 15.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1051	Asociación de Generación Renovable A.G.	4-1	El Artículo define lo siguiente: Las IBR GFL, deberán cumplir con, al menos, las siguientes exigencias: 1. Operar sincronizados con el sistema eléctrico, sin provocar interacciones indebidas con otros equipos de este sistema. 2. Gestionar fallas o perturbaciones, brindando soporte al sistema eléctrico durante caídas de tensión u otras condiciones transitorias sin desconectarse, conforme se establece en el Artículo 4-5 del presente Anexo. 3. Durante la operación en modo falla, el sistema de control de la instalación deberá tener la capacidad de conmutar entre operación con prioridad de corriente activa y operación con prioridad de corriente reactiva, según corresponda. Por defecto, ante eventos que involucren caídas de tensión que excedan la banda de operación del Controlador de Tensión, la instalación deberá operar conforme el Artículo 4-5 del presente Anexo. 4. Ante saltos de fase de la tensión en el Punto de Conexión al SI, en Estado Normal o Alerta, la instalación deberá continuar operando de forma estable conectada al SEN. 5. Verificar por medio de un estudio lo señalado en la letra j) del Artículo 3-6 de la NTSyCS. Justificación: Respecto al destacado con negrita, el requerimiento del estudio señalado no define periodicidad, medios para su entrega ni entidad receptora del mismo.	Justificación: Respecto al destacado con negrita, el requerimiento del estudio señalado no define periodicidad, medios para su entrega ni entidad receptora del mismo. Solicitamos incorporar los detalles descritos para mayor claridad del requerimiento.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre la no degradación de la Red Débil".
1052	Asociación de Generación Renovable A.G.	4-3	En cuanto al "Artículo 4-3 Requerimientos al Controlador de Tensión en condiciones de operación normal", en el literal a) se específica que el controladores deben estar diseñados para operar en cualquiera de los siguientes modos de control mutuamente excluyentes: i. Regulación de tensión; ii. Regulación de factor de potencia; y, iii. Regulación de potencia reactiva en base a	Se propone un texto como lo siguiente: i. Regulación de tensión y/o regulación de tensión con estatismo; ii. Regulación de factor de potencia; y, iii. Regulación de potencia reactiva en base a un valor de consigna.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 943.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			un valor de consigna. En el caso del modo de regulación de tensión, lo normal es que sea un modo que incorpora un estatismo para regular la tensión. Por lo anterior se solicita que sea considerado en el listado, ya que, de acuerdo al contenido del artículo se menciona un estatismo que se debe cumplir.			
1053	Asociación de Generación Renovable A.G.	4-3	En el título "Artículo 4-3 Requerimientos al Controlador de Tensión en condiciones de operación normal" no queda claro si los requerimientos de desempeño dinámico aplican a todos los modos de control por igual, es decir, tiempo de reacción, tiempo de subida, tiempo de asentamiento, si la banda del 5% es válida para todos los modos de operación, y sobreoscilación.	Se recomienda ser más explicito en los requerimientos.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 944.
1054	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-1	En el numeral 7 se menciona lo siguiente: "El modelo debera operar en un software de simulación especializados en analisis de transitorios electromagneticos...", al respecto, se recomienda que el operador indique explicitamente el software en el cual seran requeridos los modelos.	En el numeral 7 se menciona lo siguiente: "El modelo debera operar en un software de simulación especializados en analisis de transitorios electromagneticos...", al respecto, se recomienda que el operador indique explicitamente el software en el cual seran requeridos los modelos.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sobre el software utilizado para los modelos EMT".
1055	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-1	No se define un estándar claro para la entrega de los modelos. Es necesario indicar software y formatos compatibles, para evitar la obligación de uso de softwares propietarios.	8) Siempre que la IBR GFM cuente con resurso primario suficiente para suministrar energía.	No se acoge	La observación planteada no guarda relación con la disposición establecida en el artículo 5-1 del AT IBR.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
1056	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-1	No se especifica el nivel de detalle que debe poseer el modelo, ni a nivel eléctrico, ni a nivel de resolución numérica. Al ser modelos para la representación de transientes, es relevante indicar el nivel de detalle requerido, ya que cualquier simplificación puede truncar los resultados del mismo.	Inidcar el nivel de detalle del circuito eléctrico (elementos activos, pasivos, parásitos, etc.) y paso de tiempo (timestep) mínimo requerido para la resolución.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 2.
1057	Asociación de Generación Renovable A.G.	5-4	De acuerdo a lo indicado en el artículo, solamente los fabricantes deben validar el modelo dinámico. Si el fabricante no tiene capacidad de realizarlo, no está disponible o este deja de operar comercialmente, se sugiere dar una solución alternativa, por ejemplo, por una empresa externa con conocimiento del tema o, permitir al Coordinado la posibilidad de realizarlo por cuenta propia, si cuenta con "know-how" para ello. Se solicita flexibilizar este punto, para liberar mayores alternativas a la hora de cumplir con estos requisitos.	Se sugiere dar una solución alternativa, por ejemplo, por una empresa externa con conocimiento del tema o, permitir al Coordinado la posibilidad de realizarlo por cuenta propia, si cuenta con "know-how" para ello. Se solicita flexibilizar este punto, para liberar mayores alternativas a la hora de cumplir con estos requisitos.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 946.
1058	Asociación de Generación Renovable A.G.	6-1	En el "Artículo 6-1 Monitoreo y reporte continuo" se establecen requerimientos para el monitoreo continuo, y de acuerdo a lo que se interpreta del artículo, cada uno de los IBR GFM's y GFL's deben contar con un sistema de almacenamiento en tiempo real. Al respecto, no se indica si esto debe ser reportado al CEN directamente mediante una plataforma u otro medio. Es importante considerar que si los IBR's poseen con el equipamiento para cumplir este punto, debe desarrollarse la arquitectura de comunicación y protocolo en que se reportarán. Por lo que se sugiere un tiempo transitorio adecuado para cumplir con este	Se sugiere un tiempo transitorio adecuado para cumplir con este requerimiento. Por otro lado, en caso de que el equipamiento no cuente con este sistema o, bien, no sea el adecuado para cumplir dichas exigencias, se requieren inversiones para poder cumplirlas, lo que sumado al punto anterior, se deben considerar tiempos suficientemente grandes para cumplir con estos requisitos.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 947.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			requerimiento. Por otro lado, en caso de que el equipamiento no cuente con este sistema o, bien, no sea el adecuado para cumplir dichas exigencias, se requieren inversiones para poder cumplirlas, lo que sumado al punto anterior, se deben considerar tiempos suficientemente grandes para cumplir con estos requisitos.			
1059	Asociación de Generación Renovable A.G.	7-1	Un diagrama de impedancia en función de la frecuencia es innecesario para un conversor cuya operación es frecuencia constante.	Eliminar numeral 1. del artículo.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 366.
1060	Asociación de Generación Renovable A.G.	8-1	Se solicita ampliar a 30 meses la entrada en vigor del presente Anexo Técnico, por los motivos que se indican a continuación: 1) Evitar que los Proyectos que se encuentran Declarados en Construcción (DeC) o prontos a obtener la DeC presenten un incumplimiento normativo en su operación y previamente en el Proceso de Conexión que se tramita con el Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador), proceso de que habitualmente tarda entre 12-20 meses. El Coordinador suele ser bastante inflexible en los incumplimientos normativos de los Proyectos, por lo que en caso de que los Convertidores no cumplan con tales exigencias, esto podría atrasar	Las disposiciones asociadas a las IBR GFM establecidas en los Títulos 3, 5, 6 y 7 del presente Anexo entrarán en vigor treinta meses después de la fecha de publicación de su resolución exenta en el Diario Oficial, conforme a lo establecido en la letra e) del artículo 6 del Decreto N°316, del 07 de Julio de 2023, del Ministerio de Relaciones Exteriores.	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			significativamente el proceso de conexión (PGP), y por tanto la interconexión y puesta en operación comercial de los Proyectos, con todas las afectaciones económicas que ello implica. Recordar que las ordenes de compra de los Convertidores y los equipos principales del Proyecto, las cuales se deben presentar a CNE para la obtención de la DeC, deben cumplir con todas las exigencias del presente AT antes de iniciar construcción. Considerar además que el periodo constructivo de los Proyectos que utilizan este tipo de Convertidores se encuentra en torno a los 18-30 meses, dependiendo de la tecnología y dificultades constructivas. 2) En el ítem 3-5 iii) se indica que la instalación deberá contar con un margen de seguridad adecuado, el cual podrá garantizarse mediante distintas estrategias, entre ellas "Sobredimensionar la instalación, es decir, especificar una capacidad agregada de convertidores superiores a la requerida para la potencia nominal de salida". En términos de Permisos Ambientales requeridos para la construcción de los Proyectos, en la DIA/EIA que se tramita en el SEIA se debe especificar desde un inicio de tramitación el equipamiento y sus características/cantidades a utilizar en la fase de construcción y operación, por tanto en caso de requerir el sobredimensionamiento de una instalación, agregando convertidores adicionales a la requerida para la potencia de salida, esto podría requerir realizar un análisis del cambio para descartar que es un cambio de consideración según lo establecido en la RCA del proyecto original, este análisis debiese seguir los criterios establecidos para Consultas			

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			de Pertinencia de ingresos al SEIA. De ingresar la Pertinencia y en caso de que se requiera de un pronunciamiento formal de la autoridad, se deben considerar los plazos de tramitación y eventual proceso de observaciones y respuestas, lo que implicaría un aumento en la cronología del Proyecto, extendiendo los plazos de inicio de declaración en construcción y puesta en operación correspondiente .			
1061	Asociación de Generación Renovable A.G.	8-1	El Anexo establece su entrada en vigor a los seis meses desde su publicación en el Diario Oficial. Sin embargo, el texto presenta vacíos interpretativos relevantes, al no precisar el alcance temporal ni operativo según el estado de las instalaciones (en operación, en construcción o proyectos nuevos). Asimismo, carece de una regulación explícita respecto de los plazos de adecuación y del procedimiento aplicable para su renormalización, lo que genera incertidumbre regulatoria y operacional.	Las demás disposiciones del presente Anexo entrarán en vigor a partir de la fecha de publicación de su resolución exenta en el Diario Oficial.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
1062	Asociación de Generación Renovable A.G.	8-1	La entrada en vigor del Anexo es de 6 meses posterior a la fecha de publicación de la resolución en el Diario Oficial. Sin embargo, el texto no diferencia entre instalaciones en operación, construcción o nuevas.	Incluir plazos de adecuación diferenciados según estado de los proyectos.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
1063	Asociación de Generación Renovable A.G.	8-2	La disposición transitoria definida en el Artículo 8-2 exige que las instalaciones existentes deberán entregar los modelos EMT a los que hace referencia el Artículo 5-1 del presente Anexo. Sin embargo, no se define los requerimientos específicos para las instalaciones que se encuentran en operación comercial y que hayan iniciado el proceso de Modelación y Homologación de Instalaciones del SEN que ha requerido el Coordinador durante el año 2022 en sus dos etapas. Se interpreta del artículo, que este	Se solicita revisar la situación de los Coordinados que hayan iniciado el proceso de Modelación y Homologación de Instalaciones del SEN que ha requerido el Coordinador durante el año 2022, ya que dichos Coordinados han realizado esfuerzos para cumplir con estos requerimientos en cumplimiento a las exigencias del Procedimiento Interno del Coordinador. En virtud de lo anterior, se solicita dejar explicitamente definido que los Coordinados que hayan iniciado el proceso descrito previamente quedarán excluidos de los requerimientos asociados a los modelos EMT a los que hace referencia el Anexo Técnico.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			requerimiento se solicitará nuevamente, por lo que se pide que si un Coordinado ha entregado sus modelos esta información se respete y no ocasione un nuevo proceso.			
1064	Asociación de Generación Renovable A.G.	8-3	Se solicita que se establezca un plazo para que la Comisión emita la resolución respecto de aquellas instalaciones que, por razones técnicas, no puedan cumplir con algunas de las disposiciones establecidas en el presente Anexo. Esto permitirá otorgar certeza a los Coordinados sobre la aplicación de la normativa.	e solicita adicionar al artículo: "La Comisión emitirá una resolución, a lo más 30 días despues de recibir los antecedentes por parte del Coordinador, pronunciándose sobre aquellas instalaciones que técnicamente no puedan cumplir con algunas de las disposiciones establecidas en el presente Anexo."	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
1065	Asociación de Generación Renovable A.G.	8-3	Se solicita ampliar el plazo para informar al Coordinador sobre la imposibilidad técnica de cumplir con los nuevos requisitos establecidos en la Norma Técnica. Esto se debe a que, para verificar la imposibilidad técnica y elaborar los informes correspondientes a múltiples instalaciones, es necesario recabar antecedentes de los desarrolladores de tecnología, proceso que puede requerir varias semanas y dificultar el cumplimiento de los plazos actualmente establecidos.	Se sugiere modificar la redacción de los plazos de la siguiente manera: "En el caso de las instalaciones que, por razones técnicas, no puedan cumplir con los requisitos antes señalados, los titulares deberán notificar esta situación al Coordinador en un plazo máximo de seis meses a partir de la publicación del presente Anexo, prorrogable por un período adicional de hasta seis meses, de acuerdo con los antecedentes y dificultades informadas por los Coordinados al Coordinador."	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Ajuste de las disposiciones transitorias en el AT IBR".
1066	Asociación de Generación Renovable A.G.	General	El Título 3 del AT plantea las exigencias mínimas para los IBR GFM utilizando la estructura de los numerales 3.1 al 3.11, la cual se sugiere cambiar según el Consorcio Unifi (Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters). En esta línea, se sugiere reorganizar los artículos del Título 3 utilizando la siguiente estructura de manera de otorgar más claridad sobre requerimientos funcionales de los inversores GFM en condiciones normales y anormales de operación del sistema. Utilizando esta estructura sugerida, se facilita una mayor comprensión de las funcionalidades de los sistemas tipo GFM: A. Requerimientos de desempeño para la		No se acoge	Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto".

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
			operación dentro de condiciones normales de funcionamiento de la red A.1. Capacidad de soporte autónomo del sistema A.2. Capacidad de despacho A.3. Amortiguamiento positivo de las oscilaciones de frecuencia y tensión A.4. Asignación de potencia activa y reactiva entre fuentes de generación A.5. Operación en sistemas con baja fortaleza de red A.6. Operación en condiciones del sistema con voltaje desbalanceado B. Requerimientos de desempeño para la operación dentro de condiciones anormales de funcionamiento de la red B.1. Comportamiento de soporte ante perturbaciones (Fault Ride-Through - FRT) B.2. Respuesta a falla simétrica (corto circuito trifásico) B.3. Respuesta ante fallas asimétricas B.4. Respuesta a condiciones anormales de frecuencia B.5. Respuesta a saltos de fase y escalones de tensión C. Funcionalidades y capacidades adicionales de inversores grid forming C.1. Capacidad de operar en una Isla Eléctrica C.2. Capacidad de blackstart y apoyo en restauración de servicio			
1081	Huawei Chile S.A.	3-4	Se sugiere eliminar el siguiente punto que hace referencia al recurso primario. **Para cumplir con los requerimientos GFM, se debe contar con baterias, lo cual permite tener siempre una reverva de energia.** 4. El funcionamiento del controlador podrá estar limitado por la disponibilidad del recurso primario.	El Controlador de Frecuencia /Potencia deberá cumplir con, al menos, los siguientes requisitos: 1. El Estatismo Permanente del controlador deberá ser ajustable dentro del rango del 2% al 5%. 2. La banda muerta deberá ser inferior a ±30 [mHz]. 3. El Controlador de Frecuencia/Potencia no deberá intervenir con la respuesta inercial de	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 169.

ID	Identificación de la Institución o Empresa	Artículo	Observación Justificada	Propuesta de texto	Se acoge Sí/No/ Parcialmente	Respuesta CNE
				la instalación señalada en el Artículo 3-5 del presente Anexo.		
1082	Huawei Chile S.A.	3-7	**Las oscilaciones del sistema eléctrico deberian ser definidas no solo por la amplitud de la oscilación (peak to peak), sino que también la frecuencia de la oscilación. Por ejemplo: la frecuencia de red debe ser f=f0+Asin(2*pi*B*t). En este caso,el rango de A es de 0,05 a 1,0 y el rango de B es de 0,1-2,5 Hz.**	Las IBR GFM deberán proveer un Amortiguamiento de Oscilaciones Subsíncronas a las oscilaciones indeseadas del SEN, resguardando las siguientes características: 1. Entregar Potencia de Amortiguamiento Activa frente a oscilaciones del sistema eléctrico con amplitud de la oscilacion entre 0.05 [Hz] a 1 [Hz] peak to peak y frecuencia de la oscilacion entre 0.1 [Hz] a 2,5 [Hz].	No se acoge	Se solicita revisar la respuesta a la observación ID 539.
1083	Huawei Chile S.A.	General	**No hay requerimientos especificos para HVRT. Cuando ocurre un escenario de alto voltaje en el sistema electrico, se deberia tener la capacidad de aportar con potencia reactiva sin reducir la potencia activa.**	1. IBR GFM debe operar dentro de un rango de tensión de red entre 1.1 y 1.3 pu, con un tiempo de respuesta menor a 0.5s en caso de salir de tal rango. 2. Durante condiciones de sobretensión, mientras se garantiza la compensación dinámica de la potencia reactiva, se debe mantener la potencia activa previa a la falla.	Se acoge parcialmente	Se solicita revisar la respuesta tipo "Exigencias de HVRT para IBR".