



INFORME CONSOLIDADO DE RESPUESTAS

Norma Técnica de Conexión y Operación
de PMGD en Instalaciones de Media
Tensión

Febrero 2026



Índice

| | |
|--|---|
| 1. Introducción | 3 |
| 2. Resumen de Observaciones | 4 |
| 3. Respuestas tipo | 6 |
| 4. Respuestas a Observaciones de la NTCO PMGD por Capítulo | 9 |




1. Introducción

El presente Informe Consolidado de Respuestas tiene por objeto responder fundadamente las observaciones recibidas en la consulta pública de la modificación normativa de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión en conformidad con lo dispuesto en el artículo 34° del DS N°11, de 31 de enero de 2017, del Ministerio de Energía. Dentro del plazo establecido, esta Comisión recibió una cantidad de 329 observaciones en la etapa de consulta pública realizada desde el 17 de septiembre al 17 de octubre.

2. Resumen de Observaciones

Tabla 1. Resumen cantidad de observaciones recibidas durante el proceso de Consulta Pública a la Norma Técnica de Coordinación y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, por *stakeholders*.

| Identificación de la Institución o Empresa | Cantidad de observaciones |
|---|---------------------------|
| Acciona Energía Chile Holdings S.A. | 10 |
| Aigor Energías SpA | 5 |
| Colbún S.A. | 17 |
| DPP Holding Chile SpA | 13 |
| Enel Generación S.A. | 6 |
| Gestión de Proyectos Eléctricos S.A. | 6 |
| Global Power Generation Chile SpA | 2 |
| Reliable Nueva Energía S.A. | 15 |
| Transelec S.A. | 9 |
| Chilquinta Distribución S.A. | 13 |
| Atlas Renewable Energy Chile SpA | 2 |
| Compañía General de Electricidad S.A. | 15 |
| Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 47 |
| Enel Distribución Chile S.A. | 20 |
| Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 17 |
| Administradora D'E Capital S.A. | 2 |
| AngloAmerican Sur S.A. | 16 |
| Empresas Eléctricas A.G. | 27 |
| Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 16 |
| Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 16 |
| Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 19 |
| Aediles Talinay Chile SpA | 16 |



| Identificación de la Institución o Empresa | Cantidad de observaciones |
|--|---------------------------|
| Coordinador Eléctrico Nacional | 20 |
| Total | 329 |

Tabla 2. Resumen cantidad de observaciones recibidas durante el proceso de Consulta Pública a la Norma Técnica de Coordinación y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, por capítulo.

| Capítulo | Cantidad de observaciones |
|---|---------------------------|
| General | 2 |
| CAPÍTULO 1: TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES | 20 |
| CAPÍTULO 2: INFORMACIÓN PÚBLICA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN | 18 |
| CAPÍTULO 3: PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN | 155 |
| CAPÍTULO 4: FACTOR DE REFERENCIACIÓN | 5 |
| CAPÍTULO 5: CONTROVERSIAS | 1 |
| CAPÍTULO 7: EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN | 25 |
| CAPÍTULO 8: EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN | 17 |
| CAPÍTULO 9: EXIGENCIAS PARA LA OPERACIÓN Y COORDINACIÓN DE PMGD | 75 |
| CAPÍTULO 10: DISPOSICIONES TRANSITORIAS | 11 |
| Total | 329 |

3. Respuestas tipo

Tabla 3. Respuestas tipos asociadas a las observaciones recibidas durante el proceso de Consulta Pública.

| Tema | Respuesta tipo |
|--|--|
| Sin propuesta de texto | No se acoge la observación por no contener 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 Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión", publicado con ocasión de la Consulta Pública de la presente modificación normativa, se rechazan 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. |
| Fuera del alcance | <p>No se acoge la observación por encontrarse fuera del alcance de la presente modificación normativa.</p> <p>La actual modificación normativa tiene por objeto principal revisar los aspectos asociados al tratamiento de la operación, monitoreo y control de los PMGD, entre otros. Lo anterior, en concordancia con el Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala. Asimismo, estas modificaciones fueron presentadas a la industria en el borrador publicado en el marco de la presente Consulta Pública.</p> <p>En conformidad con lo establecido en el documento titulado "Instrucciones para el envío de observaciones al proyecto de modificación de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión", 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 Conexión y Operación de PMGD, solo se aceptarán aquellas observaciones que digan relación a las modificaciones introducidas al documento mediante la herramienta de control de cambio.</p> |
| Inclusión de sistemas de Almacenamiento Stand Alone | <p>No se acoge la observación planteada.</p> <p>El 21 de noviembre de 2022, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.505, que Promueve el Almacenamiento de Energía Eléctrica y la Electromovilidad, la cual, en el numeral cuarto de su artículo único, modifica el artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos, permitiendo que los sistemas de almacenamiento con excedentes de generación menores o iguales a 9.000 kilowatts puedan optar al mecanismo de estabilización de precios, de acuerdo con los procedimientos que al efecto establecerá el reglamento. Sin perjuicio de lo anterior, a la fecha de publicación de la presente norma, no ha sido dictado el</p> |

| Tema | Respuesta tipo |
|-------------------------|---|
| | <p>reglamento al cual hace referencia el citado artículo 149º de la Ley. En consecuencia, y teniendo en cuenta que la presente norma técnica constituye un instrumento de carácter infra-reglamentario, subordinado al reglamento respectivo, las disposiciones que regulan normativamente los sistemas de almacenamiento stand alone, no han sido consideradas en el presente procedimiento de modificación normativa, por no ser posible regular en la presente norma técnica el almacenamiento stand alone mientras este no sea definido y estructurado en el decreto supremo correspondiente.</p> |
| Bloques Horarios | <p>No se acoge la observación planteada.</p> <p>El objeto del Artículo 1-11 de la presente norma técnica es informativo y busca reconocer normativamente la opción que tienen los PMGD con componente de almacenamiento para ajustarse a bloques horarios específicos.</p> <p>Adicionalmente, se ajustará el Artículo 3-27 en el sentido de incorporar un inciso final que explicita que los PMGD fotovoltaicos y los PMGD con componente de almacenamiento con ajuste horario podrán implementar los mecanismos de limitación de inyección para gestionar las coincidencias horarias.</p> <p>Se ajusta la redacción en el siguiente sentido:"[...]f) Las solicitudes de conexión de PMGD fotovoltaicos que presenten coincidencia de inyección en los bloques B2 y/o B6 deberán evaluar dicha coincidencia, a fin de determinar si se requieren ejecutar obras adicionales, adecuaciones o ajustes en la red de distribución. No obstante, estos proyectos podrán incorporar mecanismos de limitación de inyección ajustados a los horarios de coincidencia con el objetivo de evitar sobrecargas en la red y congestiones en transmisión zonal. Estas medidas deberán ser revisadas y coordinadas con la Empresa Distribuidora, y su condición deberá quedar expresamente indicada en su respectivo ICC.</p> <p>g)Para los PMGD fotovoltaicos con componente de almacenamiento sin restricción horaria, así como para el resto de las tecnologías de generación, se considerará la máxima capacidad de inyección consignada en su ICC.</p> <p>Sin perjuicio de lo dispuesto en los literales anteriores, los PMGD fotovoltaicos y los PMGD con componente de almacenamiento con ajuste horario podrán optar por implementar mecanismos de limitación de inyección ajustados a los horarios de coincidencias con el objetivo de evitar sobrecargas en la red de distribución. Estas medidas deberán ser revisadas y validadas por la Empresa Distribuidora, y su condición deberá quedar expresamente indicada en su respectivo ICC.</p> |

| Tema | Respuesta tipo |
|--|---|
| | <p>Asimismo, se agregará un nuevo literal en el Artículo 3-38, estableciendo que cualquier mecanismo de limitación de inyección acordado quede expresamente consignado en el ICC. Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...]m) Las condiciones específicas de los mecanismos de limitación de inyección, en caso de que el PMGD fotovoltaico o el PMGD con componente de almacenamiento con ajuste horario opte por implementar dichos mecanismos. Se deberá detallar la potencia máxima de inyección limitada bajo estas condiciones y los automatismos necesarios para su control. [...]".</p> |
| Actividades asociadas al monitoreo y control del PMGD | <p>No se acoge la observación planteada.</p> <p>La asignación de costos es materia de rango legal y reglamentario, por lo que excede el alcance de la presente norma técnica, cuyo objetivo es establecer exigencias técnicas, procedimientos y metodologías.</p> <p>En cuanto al marco legal aplicable a la asignación de costos, cabe tener presente que el artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos y el artículo 89° del Reglamento establecen el principio rector de que los costos de las obras adicionales, adecuaciones y ajustes necesarios para permitir la conexión e inyección de excedentes deben ser solventados por el propietario del PMGD, enfatizando que ello en ningún caso podrá significar costos adicionales para los demás usuarios o consumidores finales de la Empresa Distribuidora.</p> <p>En este contexto, si bien el monitoreo y control de la red de distribución es una obligación inherente a la operación de la Empresa Distribuidora para resguardar la seguridad y calidad de servicio, la implementación de los sistemas requeridos para realizar monitoreo y control se enmarca en la coordinación técnica entre el PMGD y la Empresa Distribuidora exigida por el artículo 94° del Reglamento, mientras que los costos necesarios para permitir la inyección del PMGD, considerando el cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, son de cargo de este último tal como se indicó precedentemente. Por consiguiente, el Artículo 3-43 de la presente norma técnica dispone que el ICC deberá incluir los costos necesarios para permitir dicho monitoreo y control.</p> <p>Finalmente, se hace presente que los costos detallados en el ICC deben estar debidamente justificados por la Empresa Distribuidora. En caso de existir disconformidad respecto a la pertinencia, metodología o monto de los costos incluidos en el ICC, el propietario u operador del PMGD tiene el derecho de recurrir ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mediante el procedimiento de controversias establecido en el Capítulo 5 de la norma técnica y el Título IV del Reglamento.</p> |



4. Respuestas a Observaciones de la NTCO PMGD por Capítulo

Observaciones Capítulo 1

| ID | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|----|--|----------|---|--|-----------------------|--|
| 8 | Enel Generacion S.A | 1-5 | Dado los problemas de calidad de suministro observados en algunos puntos de conexión, es necesario que las distribuidoras acrediten de manera periódica la calidad de producto entregado a los usuarios del sistema de distribución, asegurando condiciones adecuadas para la operación de los PMGD. | Las empresas distribuidoras deberán informar semestralmente al Coordinador y a los usuarios del sistema la calidad del producto eléctrico en los puntos de conexión de los PMGD, incluyendo continuidad, frecuencia y nivel de tensión. | No se acoge | No se acoge la observación. Lo solicitado por el observante se encuentra fuera del alcance de lo regulado en la presente norma técnica, la cual tiene por objeto principal revisar los aspectos asociados al tratamiento de la operación, monitoreo y control de los PMGD. Sin perjuicio de lo anterior, la materia observada se encuentra regulada en los Capítulos 3 y 4 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. |
| 9 | Enel Generacion S.A | 1-8 | Formularios y procedimientos, múltiples formularios y falta de digitalización integral | Las Empresas distribuidoras deberan desarrollar una plataforma digital única , que centralice formularios, antecedentes y seguimiento de solicitudes de conexión. | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Fuera del alcance" |
| 27 | Acciona Energía Chile Holdings S.A. | 1-13 | En el numeral 55), la modificación propuesta implica que únicamente se considera zona adyacente aquello aguas arriba del Punto de Conexión de un PMGD, no obstante, se entiende que el grado de afectación de una instalación PMGD podría extenderse incluso más allá, aguas abajo de su punto de conexión. | Adaptar la definición del numeral 55), del artículo 1-13, de la siguiente manera: 55) Zona Adyacente: Conjunto de instalaciones de distribución de la Empresa Distribuidora <u>o del propietario del PMGD</u> , que abarcan desde el Punto de Conexión del PMGD hasta la Subestación Primaria de Distribución a la cual se conecta dicho alimentador, y que se vean afectadas por su operación en conformidad con los criterios establecidos en la presente norma técnica. <u>A su vez, también formarán parte del área adyacente, aquellas instalaciones de distribución de la Empresa Distribuidora o del propietario del PMGD que, estando aguas abajo del Punto de Conexión, se ven afectadas por la operación del PMGD en conformidad con los criterios establecidos en la presente norma técnica.</u> | Se acoge parcialmente | Se acoge parcialmente la observación. Se ajusta la redacción en el sentido de no restringir la definición únicamente a las instalaciones aguas arriba. En consecuencia, se ajusta la redacción del artículo para alinearla con la establecida en el Reglamento, en el siguiente sentido: "[...] 55) Zona Adyacente: Conjunto de instalaciones de distribución de la Empresa Distribuidora próximas un PMGD , que se vean afectadas por su operación en conformidad con los criterios establecidos en la presente norma técnica. [...]". |
| 37 | Chilquinta Distribución S.A. | 1-11 | El Art. 1-11 señala: "Los PMGD con componente de almacenamiento podrán elegir más de un bloque horario, siempre y cuando los bloques horarios elegidos sean contiguos. Asimismo, la | Los PMGD con componente de almacenamiento podrán elegir más de un bloque horario, siempre y cuando los bloques horarios elegidos sean contiguos. Asimismo, la potencia máxima a inyectar debe ser la misma en todos los bloques horarios. Lo anterior a excepción del análisis en coincidencia horaria en | No se acoge | La observación no se encuentra debidamente justificada. Sin embargo, se aclara que el tratamiento específico de las limitaciones de inyección por coincidencia horaria en los bloques horarios (B2 y B6) se encuentra regulado en el Numeral III del Artículo 3-27 y |

| ID | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|----|--|----------|--|---|-------------|--|
| | | | potencia máxima a inyectar debe ser la misma en todos los bloques horarios." | los bloques B2 y B6, donde puede ser ajustada la generación con la finalidad de no generar perjuicios en la red de Dx. | | en el Artículo 3-29 del borrador de la presente norma técnica. |
| 50 | DPP Holding Chile SpA | 1-11 | En concordancia con el Oficio SEC N°290539, el interesado debiese poder incorporar mecanismos de limitación de inyección, como control de rampa activas, limitación de potencia activas o supresión de total de inyección en aquellos horarios de coincidencia con el horario diurno definido para su evaluación en los estudios de conexión. Lo anterior con el fin de poder hacer un uso más eficiente de las redes de distribución y la incorporación de nuevas tecnología para la gestión de energía dentro de estas mismas | Se propone añadir: "[...] Sin perjuicio de lo anterior, en los estudios de conexión, el titular podrá optar, para efectos de su evaluación, por aplicar medidas de supresión o limitación de inyección durante los horarios de coincidencia entre los bloques B6 y B2 de la Tabla 1 y las horas de sol indicadas en la Tabla 2". | No se acoge | Se solicitar revisar la respuesta tipo "Bloques Horarios" |
| 73 | Compañía General de Electricidad S.A. | 1-8 | Según el Art. 1-8: Se establece los medios de comunicación entre la Empresa Distribuidora y los Interesados, propietarios u operadores de PMGD, así como la obligación de remitir copia de dichas comunicaciones a la Superintendencia. Sin embargo, se sugiere implementar un registro único, público y actualizado de contactos de Empresas Distribuidoras, propietarios, operadores y sus mandatados, lo que genera dispersión, riesgos de comunicación (rebotes, direcciones obsoletas) y afecta el cumplimiento de hitos regulados, como las comunicaciones de interconexión a la SEC y al Coordinador. Por consiguiente, se propone que la SEC administre un Registro de Participantes (quizás en info técnica), con obligación de actualización anual y por evento, lo que permitiría mejorar la trazabilidad y fiscalización | Se solicita agregar el siguiente inciso final: "Sin perjuicio de lo anterior, la Superintendencia deberá implementar y mantener un Registro Único y Público de Empresas Distribuidoras, propietarios, operadores de PMGD y sus mandatados, con obligación de actualización anual y por evento. Este registro deberá contener, al menos, los datos de contacto oficiales para efectos de comunicación regulatoria, y estará disponible de forma permanente y gratuita. Su implementación permitirá garantizar la trazabilidad, consistencia y eficacia de las comunicaciones exigidas por la presente norma técnica, en armonía con lo establecido en el Artículo 3-53 relativo a la comunicación de interconexión al Coordinador." | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Fuera del alcance" |

| ID | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|----|--|----------|---|---|-------------|---|
| | | | de las comunicaciones exigidas por el Artículo 1-8 y alinear la consistencia de los datos de contacto requeridos en el Artículo 3-46 (comunicación a la SEC) y en el Artículo 3-53 (solicitud al Coordinador). | | | |
| 74 | Compañía General de Electricidad S.A. | 1-11 | <p>El Art. 1-11 señala:</p> <p>"Los PMGD con componente de almacenamiento que dispongan de alguna tecnología que permita controlar su inyección y que requieran ajustar sus bloques horarios para conectarse a la red de distribución, podrán seleccionar bloques horarios de acuerdo con lo establecido en la Tabla 1 Definición de los bloques horarios de inyección. A efecto de lo anterior, se definen los siguientes bloques para el análisis de conexión y operación: "</p> <p>El artículo permite a los PMGD con componente de almacenamiento seleccionar bloques horarios contiguos para su inyección, con una potencia máxima uniforme en todos los bloques. Sin embargo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - No se aclara si esta disposición aplica exclusivamente a PMGD fotovoltaicos o también a otras tecnologías con capacidad de control de inyección (e.g., diésel, hidráulicos). - Los bloques horarios definidos no consideran las condiciones astronómicas reales de Chile continental, como la variación de la salida y puesta del sol según la ubicación geográfica y la estación del año. - Dicha posibilidad de selección puede limitar la flexibilidad operativa y la eficiencia técnica de los proyectos que buscan ajustarse a la realidad de generación renovable variable. | <p>Se solicita reemplazar texto por el siguiente:</p> <p>" Los PMGD <u>que dispongan</u> de alguna tecnología que permita controlar su inyección y que requieran ajustar sus bloques horarios para conectarse a la red de distribución, podrán seleccionar bloques horarios de acuerdo con lo establecido en la Tabla 1. <u>Esta disposición será aplicable a todas las tecnologías de generación que cuenten con capacidad de control de inyección, incluyendo pero no limitándose a fotovoltaicos, hidráulicos, térmicos y otros. Los nuevos bloques horarios diseñados específicamente para los períodos que comprenden la salida y la puesta del sol, ajustados a las condiciones astronómicas reales de Chile continental, deberán considerar la variación estacional y geográfica de los horarios de irradiación solar, con el fin de mejorar la eficiencia técnica y operativa de los PMGD.</u>"</p> | No se acoge | No se acoge la observación. La disposición aplica para aquellos PMGD con componente de almacenamiento, independientemente de la tecnología de su componente de generación. Lo anterior, a efectos de que la decisión de inyección de su componente de almacenamiento pudiera ser acotada a bloques horarios según lo considere el PMGD. |


| ID | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|-----|--|----------|---|---|-----------------------|---|
| 88 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 1-11 | Con el fin de mantener coherencia regulatoria el oficio de la SEC N° 290539, el interesado debiese poder incorporar mecanismos de reducción de inyección, como control de rampa activas, limitación de potencia activas o supresión de total de inyección en aquellos horarios de coincidencia con el horario diurno definido para su evaluación en los estudios de conexión. Lo anterior con el fin de poder hacer un uso más eficiente de las redes de distribución y la incorporación de nuevas tecnología para la gestión de energía dentro de estas mismas | Se propone añadir: "[...] En caso que el anterior aquellos casos que el titular podrá decidir para su evaluación en los estudios de conexión realizar supresión de inyección o limitación de inyección en los horarios de coincidencia entre los bloques B6 y B2 de la tabla 1 con las horas de sol de la tabla 2" | No se acoge | Se solicitar revisar la respuesta tipo "Bloques Horarios" |
| 134 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 1-11 | Definición de bloques horarios: Cerrar definitivamente la discusión entre cuales son los bloques entre los cuales se considera noche. Según la norma, los proyectos solares se consideran operativos entre 06:30 y 21:30 hrs, con lo cual sólo el bloque 1 sería totalmente noche. | | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |
| 136 | Enel Distribución Chile S.A. | 1-8 | Se presenta un error de redacción. | "Los formularios, estudios y procedimientos técnicos señalados en la presente norma técnica y sus actualizaciones serán únicos para todas las Empresas Distribuidoras, y deberán ser de acceso público a través los medios de publicación de que dispongan las referidas empresas, en de forma permanente y gratuita para todos los Interesados." | Se acoge parcialmente | Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...]público mediante a través de los medios [...]". |
| 155 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 1-11 | Se contempla que los PMGD con componente de almacenamiento podrán elegir más de un bloque horario siempre y cuando sean en bloques continuos, debiendo además inyectarse siempre la misma potencia. No se indica cual es la justificación de dichas restricciones operativas, debiendo permitirse configurar los horarios y potencia de inyección a los propietarios de las instalaciones. | Los PMGD con componente de almacenamiento podrán elegir más de un bloque horario, siempre y cuando los bloques horarios elegidos sean contiguos. Asimismo, la potencia máxima a inyectar debe ser la misma en todos los bloques horarios. | No se acoge | La observación no se acoge. El objeto de establecer la continuidad de los bloques horarios responde a definir disposiciones que sean aplicables operativamente, a efectos del adecuado monitoreo y control de la inyección de los PMGD en los respectivos bloques horarios seleccionados. |

| ID | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|-----|---|----------|--|---|-----------------------|---|
| 174 | AngloAmerican Sur S.A. | 1-11 | La Tabla 1 tiene en la columna de "Horario" la finalización de cada bloque a las 03:59 o 07:59 u 11:59 o 15:59 o 19:59 o 23:29. Esto es incorrecto, ya que se deja fuera del bloque 1 minuto, lo correcto es completar la hora correcta sin descontar minutos. | La Tabla 1 debe tener estos bloques horarios: B1; Nocturno; Entre las 00:00 y las 04:00 horas B2; Nocturno; Entre las 04:00 y las 08:00 horas B3; Diurno; Entre las 08:00 y las 12:00 horas B4; Diurno; Entre las 12:00 y las 16:00 horas B5; Diurno; Entre las 16:00 y las 18:00 horas B6; Nocturno; Entre las 18:00 y las 00:00 horas | No se acoge | No se acoge la observación. Los bloques horarios definidos en el Artículo 1-11 corresponden a intervalos temporales contiguos de cuatro horas completas, cuya delimitación responde a una convención horaria continua que no implica la exclusión de minutos ni la existencia de vacíos temporales, sino que expresa intervalos completos comprendidos entre horas consecutivas. Dichos bloques horarios guardan estricta consistencia con los intervalos temporales establecidos en el Artículo 18 del Decreto Supremo N° 88 para la determinación del Precio Estabilizado, los cuales dividen el día en seis bloques consecutivos de cuatro horas cada uno, cubriendo íntegramente las 24 horas del día. En consecuencia, no corresponde interpretar los bloques horarios definidos en la normativa técnica como periodos incompletos o fraccionados en minutos, ni resulta procedente la modificación solicitada. |
| 175 | AngloAmerican Sur S.A. | 1-12 | Respecto de la definición de "PMGD con Capacidad de Almacenamiento": i) en el cuerpo del a NT se usa "PMGD con componente de almacenamiento", por lo que se sugiere corregir, y ii) no se considera la posibilidad de PMGD almacenamiento Stand Alone | Se solicita modificar el uso del concepto en forma consistente en la NT y además incorporar tratamiento de PMGD que sea almacenamiento Stand Alone. | Se acoge parcialmente | La materia observada no corresponde al Artículo 1-12. Sin perjuicio de lo anterior, se acoge lo observado en cuanto al uso de PMGD con componente de Almacenamiento en la presente norma técnica. Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...] 35) PMGD con Componente de Almacenamiento: Pequeño Medio de Generación Distribuidos que utiliza recursos primarios variables, compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento[...]". En cuanto al punto ii) de la observación se solicita revisar la respuesta tipo "Inclusión de sistemas de Almacenamiento Stand Alone". |
| 217 | Asociación Chilena de Energías Renovables y | 1-11 | Con el objetivo de realizar una utilización más eficiente de la capacidad disponible de las redes de distribución, el interesado debiese contar con la facultad para incorporar | Se propone agregar el siguiente párrafo: "[...] Sin perjuicio de lo anterior, en aquellos bloques horarios de inyección que coincidan con el horario diurno definido en el artículo 3- | No se acoge | Se solicitar revisar la respuesta tipo "Bloques Horarios" |

| ID | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|-----|---|----------|--|---|-----------------------|--|
| | Almacenamiento A.G. | | mecanismos de limitación de inyección, como control de rampa activa, limitación de potencia activa o supresión de inyección en aquellos bloques horarios de coincidencia con el horario diurno definido en el artículo 3-18 para su evaluación en los estudios de conexión. | 18, los PMGD con componente de almacenamiento podrán implementar esquemas de control de rampa, limitación de potencia activa o supresión de inyección, lo que deberá ser considerado para los estudios de conexión y la operación de los proyectos". | | |
| 242 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 1-11 | La Tabla 1 tiene en la columna de "Horario" la finalización de cada bloque a las 03:59 o 07:59 u 11:59 o 15:59 o 19:59 o 23:29. Esto es incorrecto, ya que se deja fuera del bloque 1 minuto, lo correcto es completar la hora correcta sin descontar minutos. | La Tabla 1 debe tener estos bloques horarios: B1; Nocturno; Entre las 00:00 y las 04:00 horas B2; Nocturno; Entre las 04:00 y las 08:00 horas B3; Diurno; Entre las 08:00 y las 12:00 horas B4; Diurno; Entre las 12:00 y las 16:00 horas B5; Diurno; Entre las 16:00 y las 18:00 horas B6; Nocturno; Entre las 18:00 y las 00:00 horas | No se acoge | Ver respuesta ID 174 |
| 243 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 1-12 | Respecto de la definición de "PMGD con Capacidad de Almacenamiento": i) en el cuerpo del a NT se usa "PMGD con componente de almacenamiento", por lo que se sugiere corregir, y ii) no se considera la posibilidad de PMGD almacenamiento Stand Alone | Se solicita modificar el uso del concepto en forma consistente en la NT y además incorporar tratamiento de PMGD que sea almacenamiento Stand Alone. | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 175 |
| 313 | Colbún S.A | General | Si bien la Norma Técnica ya establece la obligación de modelar y considerar los efectos de los PMGD, tanto conectados como previstos de conectar, en diversos estudios técnicos, como el de congestiones, creemos importante para garantizar una consideración completa del impacto de los PMGD en la operación del sistema, creemos relevante que el Coordinador deba incluir la representación explícita de los PMGDs en todos aquellos estudios sistémicos bajo su responsabilidad que incidan en la seguridad del sistema eléctrico. Un ejemplo de la importancia de la incorporación de los PMGD en los estudios, es el papel que jugaron en la falla del 25 de febrero del presente año, que originó una indisponibilidad de suministro nunca antes vista. Es debido a ejemplos como este, que el Coordinador debería incluir el impacto de los | Proponemos añadir un artículo donde se establezca lo siguiente: <i>"El Coordinador deberá considerar de manera explícita la representación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD), tanto en operación, como los declarados en construcción, en todos los estudios sistémicos bajo su responsabilidad que puedan incidir en la seguridad y operación del sistema eléctrico, según corresponda."</i> | No se acoge | No se acoge la observación. Las obligaciones del Coordinador Eléctrico Nacional respecto a la realización de estudios sistémicos de seguridad y la modelación de los diferentes agentes del sistema se rigen por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). En dicha norma, los PMGD son definidos como "Coordinados" (Artículo 1-5 NTSyCS) y, por tanto, sus instalaciones deben ser consideradas en los estudios del Coordinador cuando sea pertinente para la seguridad del sistema. En particular, la presente norma técnica contiene disposiciones que obligan al Coordinador a considerar explícitamente a los PMGD en los Estudios de Congestionamientos. |

| ID | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|-----|--|----------|--|---|-------------|---|
| | | | PMGD en los estudios que realiza, según corresponda. | | | |
| 314 | Colbún S.A. | 1-11 | <p>El artículo 1-11 establece que los PMGD con componente de almacenamiento podrán seleccionar bloques horarios de inyección, definidos en seis bloques coincidentes con los bloques de estabilización de precios. Estos bloques deben ser informados en la SCR, con el fin de reducir el impacto de la operación de estos proyectos en las redes de distribución, y serán utilizados para los análisis técnicos de conexión y operación.</p> <p>Ahora bien, con el objetivo de lograr un mejor entendimiento de lo dispuesto en este artículo, es relevante que se aclare el carácter opcional de la selección de bloques horarios y precisar las responsabilidades, los beneficios o incentivos asociados para que los PMGD ajusten sus inyecciones a estos bloques.</p> <p>No obstante lo anterior, y dado que la definición horaria permite evaluar con mayor precisión los efectos técnicos de conexión y operación, se sugiere evaluar la posibilidad de que el ajuste a los bloques horarios sea obligatorio para los PMGD con componente de almacenamiento. Esto contribuiría a una mejor cuantificación de los impactos en la red y al resguardo de la seguridad del sistema eléctrico.</p> | <p>Proponemos modificar el artículo donde se establezca lo siguiente: <i>"Los PMGD con componente de almacenamiento que dispongan de alguna tecnología que permita controlar su inyección y que requieran ajustar sus bloques horarios para conectarse a la red de distribución, podrán deberán seleccionar bloques horarios de acuerdo con lo establecido en la Tabla 1 Definición de los bloques horarios de inyección."</i></p> | No se acoge | <p>No se acoge la observación. La opción de ajuste horario tiene por objeto que, en el análisis de los estudios a que hace referencia el Artículo 3-29 de la presente norma, los PMGD con componente de almacenamiento puedan optar por aquellos bloques horarios en que su operación tendría menor impacto en la red de distribución. Por el contrario, en caso de que el PMGD con componente de almacenamiento no opte por limitación de inyección mediante bloques horarios, se debe evaluar la condición más exigente de la red de distribución, correspondiente al escenario de máxima capacidad de inyección y mínima demanda del alimentador. En consecuencia, se ajusta el Artículo 3-29 para precisar lo señalado, en el siguiente sentido: "[...] Los PMGD que dispongan de una componente de almacenamiento y que no soliciten explícitamente en su SCR el acogimiento a bloques horarios conforme al Artículo 1-11, a efecto de la revisión de su impacto en los sistemas de distribución, deberán considerar los escenarios más exigentes a los que se verá sometido la operación del PMGD. Esto, considerando los niveles de demanda informados por las Empresas Distribuidoras en condiciones normales de operación, las posibilidades de coincidencia con los GD con y sin componente de almacenamiento previstos a conectar, y sin considerar la restricción horaria de generación.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior en aquellos casos en que estos sistemas puedan restringir sus horarios de inyección, para aminorar su impacto en las redes de distribución[...]".</p> |

| ID | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|-----|--|----------|---|--|-------------|---|
| 315 | Colbún S.A. | 1-11 | Este artículo regula la selección de bloques horarios de inyección para PMGD con almacenamiento, estableciendo su uso en análisis técnicos de conexión y operación. Para ofrecer una certeza regulatoria a los propietarios de los PMGD, se estima necesario aclarar algunos puntos relacionados con los procedimientos complementarios que aseguran la predictibilidad y maximización de la inyección autorizada: si se considera factible la presentación de múltiples solicitudes de bloques horarios (contiguos o no) dentro de una misma SCR; cuál es el plazo máximo establecido para que la Empresa Distribuidora confirme la aceptación o, en su defecto, la restricción técnica aplicada al o los bloque(s) solicitados; y si se ha realizado una evaluación regulatoria para integrar formalmente las condiciones operativas y las restricciones horarias de estos tipos de tecnología de almacenamiento en los procedimientos de operación coordinada del sistema eléctrico, especialmente en lo referente a la interacción con el Coordinador Eléctrico Nacional. | Se solicita aclarar los aspectos indicados en la observación. | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |
| 316 | Colbún S.A | 1-13 | Este artículo define las exigencias técnicas y normativas para los sistemas de generación que se acogen a la figura de Autoprodutor, y su relación con el régimen de los PMGD. En este sentido, para un mejor entendimiento de estas exigencias y claridad de los procesos, creemos importante aclarar si los sistemas de generación que se acogen a la definición de Autoprodutor deben cumplir con las mismas exigencias técnicas, normativas y de diseño (Capítulo 7) que las establecidas para los PMGD; y si los requisitos y procedimientos de conexión que debe seguir un Autoprodutor para inyectar excedentes de energía a la red de distribución son equivalentes a los establecidos para los PMGD. Adicionalmente, considerando las nuevas disposiciones para PMGD con | Además de las respectivas consultas, se propone incorporar un inciso que establezca lo siguiente: <i>"El Autoprodutor que cumpla con los requisitos de capacidad, conexión y operación establecidos en la normativa podrá acogerse al régimen de PMGD, incluyendo la opción de operar bajo esquemas de bloques horarios de inyección, conforme a lo dispuesto para los PMGD con componente de almacenamiento."</i> | No se acoge | No se acoge. No es necesario modificar el texto propuesto, la normativa vigente recoge lo observado. De acuerdo con el Decreto Supremo N° 88, la definición de PMGD abarca a todo medio de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kW conectados a la red de distribución, independientemente de si destinan parte de su energía a consumo propio (Autoprodutores). En consecuencia: (i) a los Autoprodutores que clasifican como PMGD en Media Tensión les son aplicables las exigencias técnicas del Capítulo 7 de esta Norma; (ii) si dicho Autoprodutor cuenta con componente de almacenamiento, podrá optar por el esquema de bloques horarios establecido en el Artículo 1-11, bajo las mismas condiciones técnicas y |



| ID | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|----|--|----------|---|--------------------|-----------|---|
| | | | <p>almacenamiento, es necesario definir si un Autoproducer que incorpore sistemas de almacenamiento de energía puede optar por operar bajo el régimen de esquemas de bloques horarios de inyección, tal como se establece en el Artículo 1-11 para los PMGD con componente de almacenamiento.</p> <p>Finalmente, se propone que la figura del Autoproducer esté contenida explícitamente dentro de la definición y régimen de PMGD, siempre que cumpla con los requisitos de capacidad, conexión y operación establecidos en la normativa, asegurando así coherencia y uniformidad regulatoria.</p> | | | de procedimiento que cualquier otro PMGD con almacenamiento, debiendo declararlo en su Solicitud de Conexión (SCR). |



Observaciones Capítulo 2

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|-----|--|----------|---|--|-------------|---|
| 12 | Reliable Nueva Energía S.A. | 2-1 | Dentro de la información técnica se debe poner a disposición información relacionada con los enlaces de comunicación y estándares para los sistemas de monitoreo y control, especialmente respecto a las exigencias para la implementación del telecomando a las instalaciones del PMGD. | Se solicita incluir la entrega de información asociada al sistema de monitoreo y control | No se acoge | Lo solicitado por el observante ya se encuentra regulado en el artículo 3-7 de la NTCO, en cuanto se refiere a: "[...] e) La Empresa Distribuidora proporcionará información respecto de la infraestructura y las características de las protecciones, monitoreo y tele comandos que habiliten la coordinación con el PMGD. [...]". |
| 118 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-43 | Se hace necesario tener que dar mas detalle de cuales son aquellas instalaciones y equipamientos minimos, dejarselo a la distribuidora podria generar un perjuicio directo al interesado. Primordialmente recomendamos que se tome en cuenta solo obras dentro de las redes de distribución y además ajustadas a la proporcionalidad del proyecto y de los estandares de la distribuidora. Además, dejar en claro que es un monitoreo simple en el reconector | Se propone borrar, lo descrito en rojo: "El Informe de Costos de Conexión deberá incluir los costos asociados a las instalaciones y equipamientos mínimos para la adecuada coordinación entre el PMGD y la Empresa Distribuidora. Dichos costos deben cubrir lo necesario para garantizar que las inyecciones horarias se ajusten a los bloques horarios consignados, así como para permitir el monitoreo y control por parte de la Empresa Distribuidora. Los costos de red pertinentes" ademas se propone adicionar en el mismo parrafo, lo destacado en rojo: "El Informe de Costos de Conexión deberá incluir los costos asociados a las instalaciones y equipamientos mínimos, bajo los estandares actuales de la dsitribuidora, dentro de las redes de distribución para la adecuada coordinación entre el PMGD y la Empresa Distribuidora. Dichos costos deben cubrir lo necesario para permitir el monitoreo y control por parte de la Empresa Distribuidora." | No se acoge | Lo observado no corresponde a la materia que trata el Capítulo 2 de la presente Norma Técnica. Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que la materia asociada a esta observación fue abordada en la respuesta ID 57. |
| 132 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | General | Incluir ya sea en DS o Norma, que se obligue a la distribuidora a determinar capacidad de conductores en condicion día y condicion noche, sumado a condicion invierno y verano, incluyendo incluso zonas por latitud. Esto en virtud de que los coordinados entregan un cálculo térmico (IEEE 738) para sus líneas de transmisión y las distribuidoras determinan estos valores de forma arbitraria. | | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|-----|--|----------|---|--|-------------|--|
| 135 | Enel Distribución Chile S.A. | General | <p>Según el Art- 2-3:</p> <p>El borrador de la norma técnica establece que será responsabilidad de la Superintendencia definir los formatos necesarios para la entrega de información técnica por parte de la Empresa Distribuidora. Sin embargo, dicha norma no contempla plazos específicos para que la SEC disponga estos formatos, lo que genera dificultades para que la Empresa Distribuidora pueda dar cumplimiento oportuno a la normativa vigente.</p> <p>Se solicita mantener el título del artículo transitorio: Actualización del portal de información pública. En este incorporar la obligación por parte de la Superintendencia para entregar los formatos requeridos para que la Empresa Distribuidora publique su Información Técnica.</p> | <p>Artículo 10-5 Actualización del Portal de Información Pública</p> <p>La completitud de la información deberá estar disponible en las respectivas plataformas de la Empresa Distribuidora en un plazo no superior a cuatro meses de publicada la presente NT.</p> <p>Al respecto, la Superintendencia deberá proporcionar a la Empresa Distribuidora los formatos requeridos en un plazo de 20 días hábiles una vez publicada la norma técnica.</p> | No se acoge | No se acoge la observación. El plazo estipulado en el artículo transitorio 10-5 de la versión anterior de la Norma Técnica ya se cumplió y, por tanto, a la fecha la completitud de la información debería encontrarse disponible en los Portales de Información Pública de las distintas Empresas Distribuidoras. En este sentido, acoger la observación implicaría una postergación para un deber que es exigible y cuyo plazo expiró. |
| 137 | Enel Distribución Chile S.A. | 2-3 | <p>El último párrafo del Art. 2-3 señala:</p> <p>"La Superintendencia especificará los formatos requeridos para la entrega de la información, la cual deberá estar disponible en el medio electrónico de acceso público."</p> <p>El borrador de la norma técnica establece que la Superintendencia especificará los formatos requeridos para la entrega de información técnica por parte de la Empresa Distribuidora. Sin embargo, el borrador de la norma técnica quito la frase "deberá" relajando la obligatoriedad que posee la Superintendencia de entregar dichos formatos.</p> <p>En este contexto, se solicita mantener la palabra "deberá" para preservar la exigencia normativa. En caso contrario, se propone incorporar explícitamente que la Empresa</p> | <p>La Superintendencia deberá especificar los formatos requeridos para la entrega de la información, la cual deberá estar disponible en el medio electrónico de acceso público.</p> | Se acoge | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|-----|--|----------|---|--|-----------------------|--|
| | | | Distribuidora podrá definir los formatos por su cuenta. | | | |
| 138 | Enel Distribución Chile S.A. | 2-9 | <p>El 3er párrafo del art 2-9 señala:</p> <p>"En aquellos casos en que el Coordinador disponga de la información técnica pero esta no se encuentre publicada o no esté actualizada en la plataforma del Coordinador, el Interesado o la Empresa Distribuidora podrá solicitar dicha información. Para lo anterior, el Coordinador tendrá un plazo máximo de 10 días contado desde la recepción de la solicitud para entregar los antecedentes solicitados."</p> <p>El borrador de la norma técnica señala que es responsabilidad de la Empresa Distribuidora solicitar que información técnica del Coordinador que no se encuentre actualizada en el portal de información técnica.</p> <p>Al respecto, El texto propuesto asigna a la Empresa Distribuidora la responsabilidad de verificar si la información técnica disponible en la plataforma del Coordinador se encuentra o no actualizada. Sin embargo, las empresas distribuidoras no disponen de mecanismos que les permitan conocer el grado de actualización de dicha información.</p> <p>Por lo anterior, la responsabilidad de mantener actualizada y disponible la información técnica debe recaer exclusivamente en el Coordinador, estableciendo una frecuencia mínima de actualización y evitando que las distribuidoras deban realizar solicitudes adicionales ante la falta de publicación oportuna.</p> | <p>El Coordinador deberá mantener actualizada y disponible en la plataforma correspondiente toda la información técnica a la que se refiere el presente numeral, con una actualización mensual. Para ello, se deberá indicar la fecha de la última actualización.</p> <p>En aquellos casos en que el Coordinador disponga de la información técnica, pero esta no se encuentre actualizada el Interesado o la Empresa Distribuidora podrá solicitar dicha información. Para lo anterior, el Coordinador tendrá un plazo máximo de 10 días, contados desde la recepción de la solicitud para entregar los antecedentes solicitados.</p> <p>Asimismo</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción del Artículo en el siguiente sentido: "El Coordinador será responsable de disponer y mantener actualizada la información técnica asociada a las instalaciones de transmisión zonal, la que deberá estar actualizada en su respectiva plataforma de información pública. Esta información técnica deberá ser suficiente para la realización y revisión de los estudios de conexión de PMGD contemplados en la presente norma, así como, para evaluar posibles congestiones a nivel de transmisión zonal.[...]"</p> <p>[...]" En aquellos casos en que el Coordinador disponga de la información técnica pero esta no se encuentre publicada o no esté actualizada en de la plataforma del Coordinador se encuentre incompleta o desactualizada, el Interesado o la Empresa Distribuidora podrá solicitar dicha información. Para lo anterior, el Coordinador tendrá un plazo máximo de 10 días, contados desde la recepción de la solicitud para entregar los antecedentes solicitados. [...]"</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|-----|--|----------|---|---|-----------------------|--|
| 139 | Enel Distribución Chile S.A. | 2-11 | <p>El último párrafo del Art. 2-11 señala:</p> <p>"La Empresa Distribuidora deberá actualizar la información técnica de acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 2-7, y revisarla periódicamente. Adicionalmente, en caso de que el Interesado solicite información faltante que sea necesaria para los estudios técnicos o desarrollo de otros proyectos de PMGD, la Empresa Distribuidora deberá informar a los demás Interesados, a través del medio electrónico acordado, sobre la actualización o incorporación de dicha información."</p> <p>El borrador de la norma técnica señala que en caso de que el PMGD interesado solicite información faltante, la Empresa Distribuidora deberá informar a los demás interesados.</p> <p>El borrador presenta ambigüedad respecto al alcance de la comunicación que debe realizar la Empresa Distribuidora hacia los demás interesados. No se precisa con claridad si dicha comunicación debe efectuarse únicamente respecto de los PMGD en proceso de conexión dentro del mismo alimentador o en toda la red, lo cual podría generar interpretaciones dispares y cargas operativas innecesarias.</p> <p>Se solicita incorporar que dicha comunicación se debe realizar a los demás interesados en conectar proyectos PMGD al mismo alimentador.</p> | <p>"La Empresa Distribuidora deberá actualizar la información técnica de acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 2-7, y revisarla periódicamente. Adicionalmente, en caso de que el Interesado solicite información faltante, que sea necesaria para los estudios técnicos o desarrollo de otros proyectos de PMGD, la Empresa Distribuidora deberá informar a los demás interesados que hayan presentado F1 al mismo alimentador, a través del medio electrónico acordado, sobre la actualización o incorporación de dicha información."</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...]La Empresa Distribuidora deberá actualizar la información técnica de acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 2-7, y revisarla periódicamente. Adicionalmente, en caso de que el Interesado solicite información faltante, que sea necesaria para los estudios técnicos o desarrollo de otros proyectos de PMGD, la Empresa Distribuidora deberá informar a los demás Interesados que cuenten con una SCR en el mismo alimentador[...]".</p> |
| 176 | AngloAmerican Sur S.A. | 2-9 | <p>Se sugiere modificar el verbo "disponer" por uno que sea más claro respecto a la responsabilidad del Coordinador en relación a la información técnica.</p> | <p>El Coordinador será responsable de contar con la información técnica asociada a las instalaciones de transmisión zonal, la que deberá estar actualizada en su respectiva plataforma de información pública.</p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 138 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|-----|--|----------|---|--|-----------------------|----------------------|
| 190 | Empresas Eléctricas A.G. | 2-3 | <p>El último párrafo del Art. 2-3 señala:</p> <p>"La Superintendencia especificará los formatos requeridos para la entrega de la información, la cual deberá estar disponible en el medio electrónico de acceso público."</p> <p>El borrador de la norma técnica establece que la Superintendencia especificará los formatos requeridos para la entrega de información técnica por parte de la Empresa Distribuidora. Sin embargo, el borrador de la norma técnica quito la frase "deberá" relajando la obligatoriedad que posee la Superintendencia de entregar dichos formatos.</p> <p>En este contexto, se solicita mantener la palabra "deberá" para preservar la exigencia normativa. En caso contrario, se propone incorporar explícitamente que la Empresa Distribuidora podrá definir los formatos por su cuenta.</p> | <p>Se sugiere modificar según lo siguiente:</p> <p>La Superintendencia deberá especificar los formatos requeridos para la entrega de la información, la cual deberá estar disponible en el medio electrónico de acceso público.</p> | Se acoge | |
| 191 | Empresas Eléctricas A.G. | 2-9 | <p>El 3er párrafo del art 2-9 señala:</p> <p>"En aquellos casos en que el Coordinador disponga de la información técnica pero esta no se encuentre publicada o no esté actualizada en la plataforma del Coordinador, el Interesado o la Empresa Distribuidora podrá solicitar dicha información. Para lo anterior, el Coordinador tendrá un plazo máximo de 10 días contado desde la recepción de la solicitud para entregar los antecedentes solicitados."</p> <p>El borrador de la norma técnica señala que es responsabilidad de la Empresa Distribuidora solicitar que información técnica del Coordinador que no se encuentre actualizada en el portal de información técnica.</p> | <p>Se sugiere modificar según lo siguiente:</p> <p>El Coordinador deberá mantener actualizada y disponible en la plataforma correspondiente toda la información técnica a la que se refiere el presente numeral, con una actualización mensual. Para ello, se deberá indicar la fecha de la última actualización.</p> <p>En aquellos casos en que el Coordinador disponga de la información técnica pero esta no se encuentre publicada o no esté actualizada en la plataforma del Coordinador, el Interesado o la Empresa Distribuidora podrá solicitar dicha información. Para lo anterior, el Coordinador tendrá un plazo máximo de 10 días contado desde la recepción de la solicitud para entregar los antecedentes solicitados.</p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 138 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|-----|--|----------|---|--|-----------------------|--|
| | | | <p>Al respecto, El texto propuesto asigna a la Empresa Distribuidora la responsabilidad de verificar si la información técnica disponible en la plataforma del Coordinador se encuentra o no actualizada. Sin embargo, las empresas distribuidoras no disponen de mecanismos que les permitan conocer el grado de actualización de dicha información.</p> <p>Por lo anterior, la responsabilidad de mantener actualizada y disponible la información técnica debe recaer exclusivamente en el Coordinador, estableciendo una frecuencia mínima de actualización y evitando que las distribuidoras deban realizar solicitudes adicionales ante la falta de publicación oportuna.</p> | | | |
| 192 | Empresas Eléctricas A.G. | 2-9 | <p>El Art. 2-9 señala:</p> <p>"La información técnica deberá incluir, al menos, incorporar los siguientes parámetros:</p> <p>vii. Información técnica de los PMG conectados a la subestación primaria o líneas adyacentes. La información deberá contener, al menos, la capacidad instalada de las centrales de generación, diagrama de conexión al sistema eléctrico, tipo de tecnología y capacidad del sistema de almacenamiento, en caso de que corresponda."</p> <p>No se incluyen en el listado los proyectos PMG previstos a conectar. Para efectos de analizar las capacidades o bien restricciones que debe consignar la Empresa Distribuidora conforme el Artículo 88 del Reglamento en la evaluación de los proyectos, se deben considerar los proyectos que cuenten con una SUCT aprobada y/o declarados en construcción.</p> | <p>Se solicita agregar siguiente numeral viii:</p> <p><u>"viii. Listado de los proyectos de PMG previstos a conectar por cada subestación primaria, indicando si cuenta con una Solicitud de Uso de Capacidad en Transmisión aprobada y bien si el proyecto se encuentra Declarado en Construcción."</u></p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción del Artículo en el siguiente sentido:"[...] vii. Información técnica de los PMG conectados y PMG previstos a conectar que se encuentren declarados en construcción, a la subestación primaria o líneas adyacentes. La información deberá contener, al menos, la capacidad instalada de las centrales de generación, diagrama de conexión al sistema eléctrico, tipo de tecnología y capacidad del sistema de almacenamiento, en caso de que corresponda. [...]"</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|-----|--|----------|--|---|-----------------------|----------------------|
| 193 | Empresas Eléctricas A.G. | 2-11 | <p>El último párrafo del Art. 2-11 señala:</p> <p>"La Empresa Distribuidora deberá actualizar la información técnica de acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 2-7, y revisarla periódicamente. Adicionalmente, en caso de que el Interesado solicite información faltante que sea necesaria para los estudios técnicos o desarrollo de otros proyectos de PMGD, la Empresa Distribuidora deberá informar a los demás Interesados, a través del medio electrónico acordado, sobre la actualización o incorporación de dicha información."</p> <p>El borrador de la norma técnica señala que en caso de que el PMGD interesado solicite información faltante, la Empresa Distribuidora deberá informar a los demás interesado.</p> <p>El borrador presenta ambigüedad respecto al alcance de la comunicación que debe realizar la Empresa Distribuidora hacia los demás interesados. No se precisa con claridad si dicha comunicación debe efectuarse únicamente respecto de los PMGD en proceso de conexión dentro del mismo alimentador o en toda la red, lo cual podría generar interpretaciones dispares y cargas operativas innecesarias.</p> <p>Se solicita incorporar que dicha comunicación se debe realizar a los demás interesados en conectar proyectos PMGD al mismo alimentador.</p> | <p>Se sugiere modificar según lo siguiente:</p> <p>"La Empresa Distribuidora deberá actualizar la información técnica de acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 2-7, y revisarla periódicamente. Adicionalmente, en caso de que el Interesado solicite información faltante, que sea necesaria para los estudios técnicos o desarrollo de otros proyectos de PMGD, la Empresa Distribuidora deberá informar a los demás interesados <u>que hayan presentado F1 al mismo alimentador</u>, a través del medio electrónico acordado, sobre la actualización o incorporación de dicha información."</p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 139 |
| 234 | Transelec S.A. | 2-9 | <p>El presente artículo define al Coordinador como responsable de disponer de la información técnica asociada a las instalaciones de transmisión zonal actualizada en su plataforma de información pública. Ahora bien, si el Coordinador no cuenta con esta información, el inciso cuarto del presente artículo señala que las empresas propietarias</p> | <p>"Artículo 2-9. Información de las instalaciones de transmisión zonal (...)</p> <p>En aquellos casos en que el Coordinador disponga de la información técnica, pero esta no se encuentre publicada o no esté actualizada en la plataforma del Coordinador, el Interesado o la Empresa Distribuidora podrá solicitar dicha información. Para lo</p> | Se acoge | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|-----|---|----------|---|--|-----------------------|----------------------|
| | | | <p>de las instalaciones de transmisión zonal tendrán un plazo de 15 días para entregar o actualizar la información.</p> <p>Respecto a lo anterior, consideramos que las empresas propietarias de las instalaciones de transmisión zonal no son necesariamente los idóneos para entregar información de los parámetros de los que debe disponer el Coordinador. Es por esto que solicitamos ampliar el alcance de a quienes el Coordinador podrá solicitar la información requerida.</p> | <p>anterior, el Coordinador tendrá un plazo máximo de 10 días, contados desde la recepción de la solicitud para entregar los antecedentes solicitados.</p> <p>En caso de que el Coordinador disponga de dicha información, deberá notificar al Coordinado correspondiente dentro plazo señalado en el inciso anterior, solicitando la entrega o actualización de la misma. La empresa propietaria de las instalaciones de transmisión zonal El Coordinado dispondrá de un plazo no superior a 15 días para entregar o actualizar la información solicitada, de acuerdo con los requerimientos técnicos detallados por el Coordinador.</p> <p>Posteriormente, en un plazo no superior a 5 días, el Coordinador deberá entregar la información técnica al Interesado o Empresa Distribuidora, y actualizar su plataforma de información pública. (...)”</p> | | |
| 244 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 2-9 | Se sugiere modificar el verbo "disponer" por uno que sea más claro respecto a la responsabilidad del Coordinador en relación a la información técnica. | El Coordinador será responsable de contar con la información técnica asociada a las instalaciones de transmisión zonal, la que deberá estar actualizada en su respectiva plataforma de información pública. | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 138 |
| 259 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 2-9 | <p>El Art. 2-9 señala:</p> <p>"La información técnica deberá incluir, al menos, incorporar los siguientes parámetros:</p> <p>vii. Información técnica de los PMG conectados a la subestación primaria o líneas adyacentes. La información deberá contener, al menos, la capacidad instalada de las centrales de generación, diagrama de conexión al sistema eléctrico, tipo de tecnología y capacidad del sistema de almacenamiento, en caso de que corresponda."</p> | <p>Se solicita agregar siguiente numeral viii:</p> <p><u>"viii. Listado de los proyectos PMG previstos a conectar por cada subestación primaria, las barras a las que se interconectan, indicando si cuenta con una Solicitud de Uso de Capacidad en Transmisión aprobada o en trámite, como también si el proyecto se encuentra Declarado en Construcción."</u></p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 192 |


| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo | Observación Justificada | Propuesta de texto | Respuesta | Justificación |
|-----|--|----------|---|--|-----------------------|---|
| | | | No se incluyen en el listado los proyectos PMG previstos a conectar. Para efectos de analizar las capacidades o bien restricciones que debe consignar la Empresa Distribuidora conforme el Artículo 88 del Reglamento en la evaluación de los proyectos, se deben considerar los proyectos que cuenten con una SUCT aprobada y/o declarados en construcción. | | | |
| 293 | Coordinador Eléctrico Nacional | 2-3 | En el listado de la información técnica de la red de distribución, se deberá incluir si la cabecera del alimentador al cuál se conecta el PMGD está considerado en el esquema EDAC-BF. De ser así, se deberá considerar la obligación de la empresa distribuidora de mantener disponible un monto de desconexión consistente con la demanda que es abastecida desde la cabecera del alimentador, es decir sin considerar la generación de los PMGD que corresponda. | incluir a continuación del románico "xxii" identificación de si la cabecera del alimentador está considerado en el esquema EDAC. En caso afirmativo señalar que medida se tomará para garantizar la desconexión de la carga correspondiente conforme al perfil descrito en el románico "xxii". | No se acoge | Lo solicitado por el observante esta fuera del alcance de la presente modificación normativa. Toda vez que, lo solicitado no corresponde a información técnica necesaria para la realización de los estudios de conexión. La solicitud tiene relación con obligaciones en el marco de las consideraciones a efecto de disponer volúmenes de desconexiones ante la operación del Servicio Complementario de Control de Contingencia, como es el caso del EDAC. |
| 317 | Colbún S.A. | 2-5 | El artículo establece la obligación de publicar la información técnica de los sistemas de generación. Es por esto, que creemos que se podría publicar, también, la información de los bloques horarios en los que participa la componente de almacenamiento. Esto se subsana si la información se incluye dentro del Art. 2-10. | Se propone incorporar un nuevo punto al artículo 2-10: "viii. Información de los bloques horarios seleccionados por el PMGD" | Se acoge parcialmente | Se acoge parcialmente. Se incorpora la observación en el románico ix. del Artículo 2-5, en el siguiente sentido: " [...] ix. Capacidad de inyección de la componente de Almacenamiento, en aquellos casos en que el equipamiento de generación cuente con tal componente asociada al bloque horario consignado de inyección, en caso de que corresponda. Lo anterior de acuerdo a lo definido en el Artículo 1-11. [...] ". |
| 318 | Colbún S.A. | 2-7 | El artículo regula el procedimiento de actualización de la información técnica de las redes de distribución. Con el objetivo de entregar mayor transparencia, y una estandarización en la forma de presentar y publicar esta información que es tan relevante, se propone que la información no sea publicada por cada distribuidora, sino que por un agente independiente. | Se propone incluir un nuevo inciso al artículo: "La información técnica de las redes de distribución deberá estar disponible en una plataforma independiente de la empresa distribuidora, garantizando transparencia, seguridad y accesibilidad para todos los interesados." | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Fuera del alcance" |



Observaciones Capítulo 3

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|--|--|--|
| 13 | Reliable Nueva Energía S.A. | 3-14 | En el último párrafo está mal escrito la palabra "información" | Cambiar en el último párrafo del artículo la palabra "infromación" por "información". | Se acoge | |
| 14 | Reliable Nueva Energía S.A. | 3-40 | El convenio de operación debería contener y establecer la responsabilidades que tendrá la empresa de distribución ante la desconexión telecomandada del PMGD. Se debería incluir la responsabilidad civil que asume la empresa de distribución frente a la operación telecomandada de equipos en propiedad del PMGD. | Se solicita incluir el alcance descrito en el convenio de operación | No se acoge | La observación no se acoge. No es procedente incluir cláusulas de responsabilidad civil en el convenio de operación, pues, dicha materia excede el ámbito de las condiciones técnicas y operativas que le corresponde regular a la presente norma técnica. El objeto del Artículo 3-40 de la presente norma técnica es formalizar la relación operacional entre las partes, ajustando protocolos de comunicación, procedimientos de trabajos programados, reconexiones y planes de mantenimiento, con el fin de asegurar la coordinación técnica y la seguridad de las personas y las instalaciones. |
| 15 | Reliable Nueva Energía S.A. | 3-48 | En los escenarios es importante que se defina el escenario que se deberá considerar respecto a la demanda en los alimentadores, asociados a la energía demandada por los clientes regulados y libres conectados en distribución, ya que el grado de influencia es relevante en el resultado del estudio. Además de considerar las potencias máximas en los transformadores en distintas consideraciones de refrigeración | Se solicita establecer el criterio que se debería usar para estimar el efecto que tienen los niveles de demanda asociados a los clientes regulados y libres conectados en distribución, en función de la probabilidad de excedencia del 25%. | No se acoge | Ver respuesta ID 296 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|---|--|---|
| 16 | Reliable Nueva Energía S.A. | 3-48 | Establecer el criterio que se deberá considerar respecto a la potencia máxima en los transformadores de las subestaciones primaria respecto a condiciones de refrigeración y aislamiento de los transformadores. De modo de sacar el mayor provecho a la capacidad instalada. | Incorporar: los escenarios deberá considerar la modalidad de operación que permita la mayor capacidad de los transformadores de poder. | No se acoge | No se acoge la observación. El objeto de este artículo es verificar si el transformador de la Subestación Primaria cuenta con la capacidad técnica para soportar una eventual inversión de flujo. En caso de que dicha condición no se cumpla, la capacidad de inyección del PMGD deberá ser limitada y consignada en el ICC. |
| 28 | Acciona Energía Chile Holdings S.A. | 3-48 | En el contexto de los criterios para la realización del Estudio Semestral de Congestión en Transmisión Zonal, se menciona que deberán considerarse una serie de aspectos relacionados con la zona de influencia. No obstante lo anterior, en el documento, no se encuentra definido dicho concepto "Zona de Influencia" a efectos de su uso en la Norma Técnica. | N/A - Incluir una definición para el concepto de "Zona de Influencia". A nuestro juicio, en el contexto del instructivo para formular observaciones, esta observación presentada no puede ser desechada, toda vez que el concepto "Zona de Influencia" es utilizado a lo largo de todo el cuerpo normativo. Sin embargo, dado que no se incorpora una definición expresa en este cuerpo, no es del todo claro el objetivo del regulador para utilizar el concepto. En virtud de aquello, no es posible formular una propuesta ya que podría ir en contra del espíritu que el regulador buscaba al incorporarlo en el cuerpo normativo. | No se acoge | Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto". Lo planteado por el observante no presenta una propuesta específica, ni entrega elementos o considerandos para la definición solicitada. |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|--|--|--|
| 29 | Acciona Energía Chile Holdings S.A. | 3-50 | Para el levantamiento de medidas permanentes de restricción de inyección, se indica que esta solo podrá ser levantada en caso que el Coordinador en su informe semestral constate que la operación de dicha central a su capacidad de inyección máxima no provocará la congestión antes mencionada. Sobre el particular, cabe señalar que también debiesen considerarse eventuales afectaciones sobre derechos de terceros (esto es, que el levantamiento de la restricción tenga algún efecto perjudicial sobre un efecto -distinto de una variación en los niveles de inyección-). En dicho caso, el levantamiento de la restricción no podrá llevarse a cabo. | Complementar el artículo 3-50 con un inciso final de acuerdo con lo indicado a continuación: "En caso que se determine que el levantamiento de la restricción de inyección podría tener algún efecto perjudicial para el SD, para el Sistema Eléctrico o para un tercero, más allá de las variaciones en sus niveles de inyección, el levantamiento de la restricción no podrá llevarse a cabo, hasta que se verifique que dichos efectos ya no ocurrirían." | No se acoge | No se acoge la observación. El objeto del Estudio de Congestiones que realiza el Coordinador, de acuerdo con el Artículo 88° del Reglamento, es ratificar si efectivamente existirán las congestiones detectadas preliminarmente en los Estudios de Conexión. Adicionalmente, el Artículo 3-48 establece los escenarios que deben considerarse (real y proyectado) para verificar que el levantamiento de la restricción no provoque congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal considerando a los demás actores vigentes. En consecuencia, la metodología planteada indica que el levantamiento de la restricción sólo proceda si se verifica que no se provoca congestión considerando la operación de los demás actores vigentes. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|---|--|--|
| 38 | Chilquinta Distribución S.A. | 3-34 | <p>Según el art.3-34:</p> <p>En el estudio de transmisión zonal nivel 1 y 2 no son considerados los EG presentes en los alimentadores asociados al transformador de poder en análisis (nivel 1) y tampoco los EG presentes en el resto de los alimentadores asociados a los transformadores de poder respectivos de la subestación en estudio (nivel 2). Si bien, no es posible cuantificar de manera exacta el aporte de los EG ya conectados a la red de distribución, esto debido a que los Net Billings no cuentan con medidores a los cuales la distribuidora pueda acceder para analizar el comportamiento de operación (los Net Billings conectados y sus inyecciones no pueden ser desagregados de las medidas de los alimentadores), la distribuidora considera necesaria la cuantificación e incorporación en el cálculo de congestiones. Por lo anterior la presencia de EG en proceso de conexión, o previstos a conectar, deben ser agregados a los cálculos de Transmisión Zonal en sus niveles 1 y 2. Se debe recordar que el aporte de los EG previstos a conectar en ocasiones alcanzan una inyección considerable a la red de distribución.</p> <p>Se presenta propuesta de texto. Se incluye imagen y texto en celda con el mismo contenido (al copiar-pegar fórmulas aritméticas se pierde el formato)</p> | <p>En caso de que el estudio indicado en el Artículo 3-31 demuestre que existe inversión de flujo en el transformador de la subestación primaria de distribución, se deberá extender el análisis de los impactos a los demás Alimentadores existentes de en la subestación primaria, y a las redes de transmisión zonal. Para ello, el análisis deberá considerar la operación normal de los transformadores de poder de la subestación primaria, además de toda la generación distribuida presente en los transformadores de poder, es decir PMGD y EG.</p> $P(TxZ)_{noche} \geq \Sigma D_{minnoche} - (\Sigma PMGDNSn + \Sigma PMGDS CAj + \Sigma EGSn + PMGDInteresado)$ $P(TxZ)_{dia} \geq \Sigma D_{mindia} - (\Sigma PMGDk + \Sigma EGk + \Sigma EGSn + PMGDInteresado)$ <p>EGk: Potencia máxima a inyectar por un EG k, conectado o previsto de conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o la línea de transmisión zonal según sea el nivel.</p> <p>EGSn : Potencia máxima a inyectar por un EG con fuente de energía primaria distinta a la solar n, incluyendo aquellos que dispongan de una componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de</p> | No se acoge | <p>La observación no se acoge. El observante no establece una metodología para aislar las inyecciones de generación de los consumos asociados a los EG. Dado que existen EG que operan bajo un esquema de medición bidireccional, salvo aquellos acogidos a esquemas de descuentos remotos con medición exclusiva de generación, no es posible desagregar su aporte a la generación de la demanda.</p> <p>Asimismo, el efecto de los EG existentes ya se encuentra implícitamente recogido en la variable de demanda medida en los alimentadores o en la subestación primaria. Incorporar la variable solicitada implicaría un riesgo de doble contabilización o distorsión de los escenarios de congestión.</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|--|--|---------------------|
| | | | | <p>transmisión zonal según sea el nivel.</p> <p>$P(TxZ)_{noche} = iD_{minnoche} - (iPMGDNSn + iPMGDS\ C\dot{a}j + iEGSn + PMGDInteresado)$</p> <p>$P(TxZ)_{día} = iD_{mindía} - (iPMGDk + iEGk + iEGSn + PMGDInteresado)$</p> <p><u>EGk: Potencia máxima a inyectar por un EG k, conectado o previsto de conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o la línea de transmisión zonal según sea el nivel.</u></p> <p><u>EGSn: Potencia máxima a inyectar por un EG con fuente de energía primaria distinta a la solar n, incluyendo aquellos que dispongan de una componente de almacenamiento de energía, conectado o previsto a conectar en el Alimentador asociado al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.</u></p> | | |
| 39 | Chilquinta Distribución S.A. | 3-48 | <p>El Art. 3-48 señala:</p> <p>"El Coordinador deberá considerar en su evaluación, al menos, los siguientes escenarios: un escenario real considerando a todos los PMGD que ya han iniciado su Puesta en Servicio, un escenario proyectado que considere a todos los PMGD que cuenten con Declaración en Construcción vigente y un escenario más exigente que considere a todos los PMGD con ICC vigente."</p> <p>De manera similar con el punto anterior, sobre la consideración de EG en los cálculos de congestiones, se considera que debe ser incluido para el estudio semestral de congestión en transmisión zonal elaborado por el CEN. Se aboga por el impacto acumulativo de los EG conectados y por conectar en la red</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"El Coordinador deberá considerar en su evaluación, al menos, los siguientes escenarios: un escenario real considerando a todos los PMGD <u>y EG</u> que ya han iniciado su Puesta en Servicio, un escenario proyectado que considere a todos los PMGD <u>y EG</u> que cuenten con Declaración en Construcción vigente y un escenario más exigente que considere a todos los PMGD con ICC vigente."</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 38 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|---|--|---|
| | | | de distribución, lo que limitará las inyecciones en el sistema en el mediano/largo por lo que debe ser cuantificado. | | | |
| 51 | DPP Holding Chile SpA | 3-3 | En virtud de que los sistemas de almacenamiento realizan inyecciones y no generación de energía, corresponde corregir el artículo 3-3, literal b., numeral v., reemplazando la palabra “generación” por “inyección”. | Corrección: "[...] Capacidad de inyección de la componente de almacenamiento asociada al bloque horario solicitado de inyección [...]" | Se acoge | |
| 52 | DPP Holding Chile SpA | 3-3 | En virtud de que los sistemas de almacenamiento realizan inyecciones y no generación de energía, corresponde corregir el artículo 3-3, literal b., numeral vi., reemplazando la palabra “generación” por “inyección”. | Corrección: " <i>Perfil de generación esperado del proyecto PMGD identificando su componente de generación y de almacenamiento, en caso de que corresponda. Asimismo, se deberán identificar claramente los bloques horarios de inyección, en caso de que corresponda</i> ". | Se acoge | |
| 53 | DPP Holding Chile SpA | 3-7 | Respecto de la incorporación efectuada en el artículo 3-7, numeral f), literal iii), no se comprende por qué se incluye nuevamente a los PMGD sin sistemas de almacenamiento con menos de 12 meses de operación, considerando que dicha situación se encontraría regulada en el literal ii) precedente. Esta duplicidad no solo resulta redundante, sino que además contraviene lo señalado en el Oficio SEC N°290539 (particularmente en su literal a), relativo al “Análisis de impacto en redes de distribución”). Por tanto, se solicita eliminar la referencia “o que tengan menos de 12 meses de operación”. Adicionalmente, no es coherente que la distribuidora sea quien informe la estimación de la potencia máxima a inyectar, ya que dicha | Art. 3-7 f) iii. "En el caso de PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento que, a la fecha de presentada la respuesta a la SCR, cuenten con un ICC vigente o estén limitados, una estimación de la potencia máxima a inyectar en los bloques horarios B2 y B6, en caso de verificarse coincidencias. Esta estimación deberá realizarse considerando la tecnología de cada proyecto." | Se acoge parcialmente | En la etapa de respuesta a la SCR la Empresa Distribuidora debe proveer información trazable que permita la realización de los Estudios de Conexión, por lo tanto, se elimina el romanito iii. del literal f) del Artículo 3-7. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|---|--|----------------------|
| | | | verificación corresponde al titular. Si se permitiese que la distribuidora determine unilateralmente la existencia de inconsistencias podría seleccionar sin fundamentación los casos a su conveniencia, lo que podría no reflejar los flujos reales del alimentador. Considerando además que en los estudios se exige incorporar un margen adicional del 20% de seguridad, resulta esencial que el titular pueda revisar y manifestar su desacuerdo respecto de la capacidad máxima de inyección entregada por la distribuidora | | | |
| 54 | DPP Holding Chile SpA | 3-27 | Con el fin de mantener la concordancia con los bloques horarios y lo dispuesto en el Oficio SEC N°290539, se recomienda incorporar un párrafo que señale que, en aquellos casos en que los PMGD limiten sus horarios de inyección según los bloques horarios definidos en Tabla 1, la demanda mínima y máxima que deberá considerarse para elaborar los estudios debe ser la misma que se observa dentro de los bloques horarios solicitados. | Se propone añadir al final del numeral I "Escenarios de demanda" lo siguiente: <i>"Para aquellos casos que los PMGDs limiten sus horarios de inyección según los bloques horarios definidos en Tabla 1, la demanda mínima y máxima corresponderá a la observada dentro de los bloques horarios de inyección solicitados."</i> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 222 |
| 55 | DPP Holding Chile SpA | 3-34 | Con el fin de mantener concordancia con los bloques horarios y el oficio SEC 290539, junto con lo descrito en el artículo 3-27 en su numeral "III Evaluación de coincidencias horarias en redes de distribución", donde da indicaciones de cómo será evaluado la potencia máxima de los PMGD solares en horarios de coincidencia. | Se propone añadir a la definición de PMGDs bloque k: "[...]Potencia máxima registrada o proyectada, según artículo 3-27 numeral "III Evaluación de Coincidencias horarias en redes de distribución", por un PMGD [...]" | Se acoge | |


| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|---|--|--|
| 56 | DPP Holding Chile SpA | 3-35 | Con el propósito de mantener la consistencia con lo dispuesto en el Oficio SEC N°290539, en caso de manifestarse congestiones -según lo indicado en artículo anterior- en los horarios de coincidencia del Bloque 2 y Bloque 6, previo a la obtención del ICC, el interesado debiese poder incorporar mecanismos de limitación de inyección, como control de rampa activas, limitación de potencia activa o supresión total de inyección durante los horarios de esta coincidencia. Lo anterior, con el propósito de favorecer un uso más eficiente de las redes de distribución y promover la incorporación de nuevas tecnologías para la gestión de energía en ellas. | Se propone añadir el párrafo: <i>"En los casos en que, el estudio zonal de coincidencia en los Bloques 2 y 6 se constaten congestiones, el interesado podrá, antes de la obtención del ICC, manifestar su intención de incorporar mecanismos de limitación de inyección, tales como control de rampa activas, limitación de potencia activa o supresión total de inyección, durante durante los horarios en que se verifique dicha congestión, con el fin de evitar la restricción del bloque horario completo"</i> . | No se acoge | Se solicitar revisar la respuesta tipo "Bloques Horarios" |
| 57 | DPP Holding Chile SpA | 3-43 | Se considera necesario detallar cuáles son las instalaciones y equipamientos mínimos requeridos, ya que dejar dicha definición a la distribuidora podría generar un perjuicio evidente al interesado. En este sentido, se recomienda que solo se consideren las obras situadas dentro de las redes de distribución, y que éstas tengan proporcionalidad respecto del proyecto y de los estándares de la distribuidora. Asimismo, es pertinente precisar que es un monitoreo simple en el reconector. | Inciso o párrafo tercero: <i>"El Informe de Costos de Conexión deberá incluir los costos asociados a las instalaciones y equipamientos mínimos, bajo los estándares actuales de la distribuidora, dentro de las redes de distribución para la adecuada coordinación entre el PMGD y la Empresa Distribuidora. Dichos costos deben cubrir lo necesario para permitir el monitoreo y control por parte de la Empresa Distribuidora"</i> . | No se acoge | La observación no se acoge. No es necesario incorporar lo solicitado, ya que en el mismo Artículo 3-43 se delimita que el alcance de los costos son las Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes, las cuales por definición se encuentran situadas dentro de las redes de distribución. Por otro lado, en relación a los estándares del equipamiento de monitoreo y control, la presente norma técnica en su Artículo 7-8 indica expresamente que dichos estándares deben cumplir con los utilizados por la Empresa Distribuidora y que en ningún caso serán exigibles estándares superiores. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|---|--|---|
| 58 | DPP Holding Chile SpA | 3-48 | A pesar de que se solicita al Coordinar hacer un análisis más completo que antes, si se compara con las grandes centrales (utility scale) sigue siendo menos riguroso y básico. Es por ello que es necesario que la norma defina explícitamente un horizonte de tiempo (es decir, hasta qué año o período deben proyectarse las condiciones), obligue a realizar flujos de potencia (análisis eléctricos que modelan la red y muestran las restricciones reales) y se incluya el efecto del control, monitoreo y almacenamiento de energía en la red, ya que estos elementos pueden cambiar mucho el comportamiento del sistema y las congestiones. Respecto de la periodicidad, consideramos que semestral es demasiado tiempo, ya que en ese período pueden entrar nuevos proyectos o cambiar significativamente las condiciones de la red, es por ello que se propone que el estudio se realice cada 3 meses (trimestral). | Se propone reemplazar, en todos los lugares que corresponda, la expresión "semestral" por "trimestral". Además se sugiere incorporar el siguiente párrafo al artículo: <i>"El Coordinador deberá realizar un estudio de flujo de potencia respecto de las centrales a evaluar, considerando un horizonte temporal de al menos 3 meses. Dicho análisis deberá permitir identificar condiciones de limitación transitorias, aplicables durante determinados períodos del año, así como aquellas de carácter permanente que subsistan hasta la emisión del siguiente estudio"</i> | No se acoge | La observación no se acoge. Lo planteado por el observante es incompatible con lo dispuesto en el Artículo 88° del Reglamento, en donde se establece que el Estudio de Congestionamientos debe realizarse por el Coordinador de manera semestral. |
| 59 | DPP Holding Chile SpA | 3-48 | Consideramos que el Estudio Semestral de Congestionamientos del Coordinador también debe considerar las limitaciones especiales consignadas en el ICC de los proyectos involucrados, incluyendo restricciones horarias y demás condiciones técnicas aplicables. | Se propone incorporar en el inciso o párrafo tercero: <i>"Para la consideración de los PMGD, el Coordinador deberá tener en cuenta las restricciones operativas establecidas en los respectivos ICC, incluyendo las limitaciones horarias u otras condiciones técnicas acordadas en dichos informes"</i> . | Se acoge | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|--|--|---|
| 75 | Compañía General de Electricidad S.A. | 3-16 | <p>Según el Art- 3-16:</p> <p>Se establece los criterios para que un PMGD pueda ser evaluado bajo un proceso de conexión expeditivo, incluyendo límites de capacidad instalada e inyección, exclusión de ciertos generadores en los modelos de red, y consideraciones para proyectos con almacenamiento. Sin embargo, no se menciona la necesidad de realizar análisis de transmisión zonal, lo cual es relevante para asegurar que los procesos expeditivos no generen impactos negativos en las instalaciones de transmisión aguas arriba.</p> <p>Si no se realiza este análisis, podrían aprobarse proyectos que no requieren Obras Adicionales en distribución, pero que trasladan congestión a nivel de subestación primaria o líneas de transmisión zonal. Se propone incorporar un chequeo obligatorio conforme a los criterios y metodología del Artículo 3-34, considerando perfiles por bloques horarios y escenarios.</p> | <p>Se solicita agregar los siguientes incisos:</p> <p><u>" Adicionalmente, para los procesos de conexión expeditivos, se deberá incorporar el análisis de transmisión zonal conforme a lo establecido en el Artículo 3-34 de la presente norma técnica.</u></p> <p><u>Para la calificación y evaluación de un Proceso de Conexión Expeditivo, la Empresa Distribuidora deberá efectuar dicho análisis al menos para los bloques horarios solicitados (cuando corresponda) y los escenarios definidos en este Título.</u></p> <p><u>El análisis se realizará mediante flujo de potencia AC, verificando en la subestación primaria y en las instalaciones de transmisión zonal advacentes:</u></p> <p><u>i) Carga térmica de transformadores y líneas (caso base y con el PMGD).</u></p> <p><u>ii) Tensiones nodales y pérdidas, y</u></p> <p><u>iii) Inversión de flujos y/o cargas $\geq 90\%$ que anticipen congestión.</u></p> <p><u>Si el análisis evidencia congestión o riesgos operativos en transmisión zonal, el PMGD no podrá tramitarse como Proceso Expeditivo y deberá someterse al Proceso General o adoptar medidas y condiciones operativas que el Coordinador y la Empresa Distribuidora definan, según corresponda. En caso contrario, mantendrá su tramitación como Proceso Expeditivo. Los resultados resumidos (cargas en %, tensiones y observaciones por bloque/escenario) formarán parte del expediente de la SCR."</u></p> | No se acoge | No se acoge la observación. El objeto del presente Artículo es establecer los criterios para determinar si un proyecto califica para un proceso de conexión expeditivo, conforme a lo dispuesto en el Artículo 86° del Reglamento, y no regular los estudios que debe realizar, los que se encuentran normados en otras disposiciones de la presente norma técnica. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--|--|---|
| 76 | Compañía General de Electricidad S.A. | 3-31 | <p>El literal g) del Art. 3-31 señala:</p> <p>"g) Listado con las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes necesarias para la conexión del PMGD en análisis, acompañada con el (los) plano(s) de ubicación georreferenciada de los componentes a reemplazar o modificar. Lo anterior, considerando la capacidad máxima de inyección del proyecto PMGD a conectar, solicitada en la respectiva SCR. Cabe señalar que, en aquellos casos en que exista una limitación señalada en el literal e), se debe indicar explícitamente si dicho listado de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes"</p> <p>La redacción vigente es ambigua. Las "obras evaluadas" corresponden al Sistema de Distribución, que se dimensiona respecto de la potencia máxima de inyección en el ICC solicitada en la SCR. Sin embargo, el texto mezcla ese alcance con limitaciones por congestión en transmisión, lo que hace difusa la finalidad y el dimensionamiento de las obras. Se solicita distinguir: (i) obras de conexión en SD, dimensionadas a P_{máx} PMGD, y (ii) condición operativa por congestión zonal, que debe establecerse independientemente en el ICC, sin afectar el dimensionamiento ni el costo de las obras en SD.</p> | <p>Se solicita Reemplazar texto de letra g) según lo siguiente:</p> <p>g) Listado con las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes necesarias para la conexión del PMGD en análisis, acompañada con el (los) plano(s) de ubicación georreferenciada de los componentes a reemplazar o modificar. <u>Estas obras se dimensionarán exclusivamente para la capacidad máxima de inyección del proyecto PMGD a conectar a nivel de distribución, solicitada en la respectiva SCR, independientemente de las limitaciones por congestión en transmisión zonal que se indiquen en el literal</u></p> | Se acoge parcialmente | <p>Se acoge parcialmente la observación. Conforme con el Artículo 88 del Reglamento, las limitaciones por congestión en el Sistema de Transmisión Zonal pueden ser levantadas si las condiciones sistémicas cambian. Por consiguiente, las Obras Adicionales, adecuaciones y Ajustes en el Sistema de Distribución deben ser determinadas y dimensionadas considerando la capacidad máxima de inyección del PMGD solicitada en la SCR, asegurando que la red de distribución sea capaz de evacuar la totalidad de la inyección ante un eventual levantamiento de la restricción operativa.</p> <p>En consecuencia, se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...] g)Listado con las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes necesarias para la conexión del PMGD en análisis, acompañada con el (los) plano(s) de ubicación georreferenciada de los componentes a reemplazar o modificar. Lo anterior, considerando la deberá ser determinado considerando la capacidad máxima de inyección del proyecto PMGD a conectar, solicitada en la respectiva SCR. En aquellos casos en que exista una limitación señalada en el literal e), esta condición no afectará el dimensionamiento de las obras en el SD, las cuales deberán diseñarse para soportar la capacidad máxima de inyección solicitada, permitiendo así la inyección plena en caso de levantamiento de restricción. [...]".</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|--|--|--|
| 77 | Compañía General de Electricidad S.A. | 3-34 | <p>Según el Art. 3-34:</p> <p>Se presenta una metodología simplificada para el análisis de flujos de potencia en transmisión zonal que no refleja adecuadamente la operación real del sistema eléctrico. Se identifican múltiples deficiencias técnicas que podrían comprometer una adecuada conclusión de respecto a las suficiencias del sistema de transmisión, las que se detallan a continuación:</p> <ol style="list-style-type: none"> Limitaciones metodológicas del modelo actual: <ul style="list-style-type: none"> • Uso exclusivo de potencia activa (MW) para verificar congestión, sin considerar potencia aparente (MVA), reactiva (MVar), pérdidas ni perfiles horarios. • Comparación incorrecta entre MW y capacidades nominales en MVA de los equipos. Alcance y supuestos no explícitos: El artículo no define claramente los supuestos de modelamiento ni el alcance del análisis, lo que genera ambigüedad en su aplicación. Rigidez topológica: Asume una configuración específica de red (línea zonal aguas arriba del transformador), sin considerar otras topologías comunes como barras con múltiples transformadores o múltiples líneas. Omisión de equipos relevantes: En el segundo nivel de análisis no se incluyen equipos en serie como interruptores y desconectores, que son críticos para evaluar congestión. Omisión de generación distribuida relevante: No se exige explícitamente considerar GD de clientes (NetBilling) ni generación autodespachada de subestaciones adyacentes, ni PMG lo que puede subestimar | <p>Se solicita agregar luego del primer párrafo los siguiente:</p> <p><u>"El análisis de flujos de potencia en transmisión zonal deberá realizarse mediante simulaciones de flujo de potencia en régimen permanente, utilizando modelos eléctricos completos que incluyan potencia activa y reactiva, pérdidas, perfiles horarios y límites térmicos y de tensión de los equipos. Este análisis deberá considerar todos los escenarios de demanda y operación definidos en el artículo 3-27, así como el modelamiento y ajuste de variables eléctricas conforme al artículo 3-28. Además, se deberá incorporar la totalidad de la generación distribuida relevante, incluyendo Net Billing y generación autodespachada de subestaciones adyacentes. La verificación de congestión deberá realizarse comparando la potencia aparente (MVA) contra la capacidad nominal de los equipos, y no solo mediante potencia activa (MW). El análisis podrá extenderse más allá del segundo nivel de adyacencia cuando se identifique impacto operativo o congestión potencial. Toda instalación que presente un aumento de flujo igual o superior al 5% respecto de la condición sin el PMGD en estudio deberá ser incluida en el análisis. El Flujo de Potencia debe incluir un análisis de tensiones de las instalaciones de transmisión y en sus conclusiones debe considerar las limitación del PMGD, si este provoca que la regulación de tensión en línea de transmisión salga de la banda normativa."</u></p> | No se acoge | <p>La observación no se acoge. El sentido del Artículo 3-34 es evaluar y advertir de una posible congestión en el Sistema de Transmisión Zonal. La evaluación de escenarios de contingencia y configuraciones alternativas corresponde al Estudio Semestral de Congestionamientos que realiza el Coordinador.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se aclara que el Artículo 3-34 en el análisis de nivel 2 ya incorpora la evaluación de los equipos en serie como interruptores y desconectores. Asimismo, las fórmulas de cálculo del presente Artículo ya consideran los PMGD con ICC vigente y los PMGD previstos de conectar en todos los niveles de análisis.</p> <p>La metodología mandata expresamente extender el análisis de los impactos a los demás alimentadores existentes en la subestación primaria. Para mayor abundamiento, en el Artículo 3-24 se exige considerar todos los alimentadores que confluyen en la misma subestación primaria para que la evaluación sea sistémica.</p> <p>En cuanto a la consideración de los EG en el análisis, ver respuesta ID 38. Asimismo, en relación a la consideración de PMG en el análisis, ver respuesta ID 235.</p> |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|--------------------|--|---------------|
| | | | <p>la congestión real.</p> <p>6. Evaluación sobre una única topología: Se limita a la operación normal, sin considerar configuraciones alternativas válidas que podrían presentar mayores niveles de congestión.</p> <p>7. Restricción a equipos clasificados como transmisión zonal: No se establece cómo proceder con otras clasificaciones de equipos que también pueden verse afectados.</p> <p>8. Falta de consideración de PMGD previos en más de un alimentador: No se explicita cómo incorporar proyectos en curso que afectan más de un alimentador, lo que puede distorsionar el análisis.</p> <p>9. Se observa que en la metodología no queda claro la forma en la que se debe considerar los generadores tipo PMG y grandes generadores de costo variable cero que se encuentran conectados en Transmisión. Se observa que omitidos en el estudio de PMGD, podría implicar conflictos e incertidumbre respecto la decisiones de inversión.</p> | | | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|---|--|---|
| 78 | Compañía General de Electricidad S.A. | 3-37 | <p>El 1er párrafo del Art. 3-37 señala:</p> <p>"La Empresa Distribuidora elaborará el Informe de Criterios de Conexión y el Informe de Costos de Conexión considerando todos los escenarios establecidos en el Artículo 3-27. Ambos informes deben ser entregados una vez concluida la etapa de entrega de los resultados finales de estudios de conexión, de acuerdo con lo señalado en el Reglamento."</p> <p>Donde establece que la Empresa Distribuidora debe elaborar el Informe de Costos de Conexión considerando todos los escenarios definidos en el artículo 3-27. Sin embargo, esta exigencia resulta operativamente ineficiente y poco práctica, especialmente en procesos de conexión expeditiva o cuando no se han solicitado escenarios adicionales por parte del desarrollador.</p> <p>La elaboración de informes de costos para cada escenario implica una carga administrativa y técnica significativa, sin que necesariamente todos los escenarios sean relevantes para la evaluación del proyecto. Esto puede generar demoras innecesarias y uso ineficiente de recursos.</p> <p>En atención a lo anterior, se solicita que, por defecto, el Informe de Costos se elabore solo para el escenario base (a), salvo que el desarrollador solicite expresamente otros escenarios.</p> | <p>Se solicita modificar el artículo según lo siguiente:</p> <p>"La Empresa Distribuidora elaborará el Informe de Criterios de Conexión y el Informe de Costos de Conexión.</p> <p>El Informe de Criterios de Conexión deberá considerar todos los escenarios establecidos en el Artículo 3-27.</p> <p>El Informe de Costos de Conexión, <u>en cambio, deberá considerar por defecto el escenario base definido en el literal a) del numeral II del Artículo 3-27, y solo incluir escenarios adicionales si el desarrollador lo solicita expresamente.</u></p> <p><u>Ambos informes deben ser entregados una vez concluida la etapa de entrega de los resultados finales de estudios de conexión, de acuerdo con lo señalado en el Reglamento."</u></p> | No se acoge | <p>La observación no se acoge. Los escenarios establecidos en el Artículo 3-27 tienen por objeto permitir el análisis de diferentes condiciones de conexión que son probables durante la tramitación del proyecto. Lo anterior, es relevante ya que si el Informe de Costos no considera la valorización de dichos escenarios desde un inicio, cualquier modificación en la prelación de los proyectos obligaría a realizar nuevos cálculos de costos y reevaluaciones completas, provocando mayores demoras en el proceso. Por tanto, disponer de la valoración económica previamente de dichos escenarios técnicos es indispensable para dar agilidad y transparencia al proceso ante cambios en las condiciones de la red.</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|---|--|---|
| 79 | Compañía General de Electricidad S.A. | 3-38 | <p>El literal j) del Art. 3-38 señala:</p> <p>"j) Validación de la aplicación de los estándares de diseño y constructivos de la red de distribución de la Empresa Distribuidora, conforme a lo dispuesto en el Artículo 2-4."</p> <p>El literal j) remite a "estándares de diseño y constructivos de la Empresa Distribuidora" sin que se tenga certeza de que existan, estén publicados, versionados y con método de verificación, lo que genera discrecionalidad y asimetrías. Se propone eliminar o, en subsidio, acotar a estándares públicos y verificables, con criterios claros de evidencia y con norma supletoria si no existen.</p> | <p>Se solicita reemplazar texto de la letra j) según lo siguiente:</p> <p>" j) <u>Verificación de que el diseño de la conexión del PMGD se ajusta a los estándares de diseño y constructivos de la Empresa Distribuidora publicados en su Plataforma de Información Pública</u> de acuerdo con el Artículo 2-4, <u>indicando específicamente los estándares aplicables</u>"</p> | No se acoge | <p>La observación no se acoge. El Artículo 2-3 de la presente norma técnica establece expresamente que los estándares constructivos empleados por la Empresa Distribuidora forman parte de la Información Técnica pública de las redes de distribución, la cual debe ser gratuita y estar disponible permanentemente en las plataformas de la respectiva empresa. Por otro lado, el Artículo 2-4 de la presente norma indica que dichos estándares deben ajustarse a lo efectivamente utilizado por las Empresas Distribuidoras, por lo que no se deben exigir requisitos superiores a los PMGD, de los que ella misma utiliza.</p> |
| 80 | Compañía General de Electricidad S.A. | 3-47 | <p>El Art. 3-47 señala:</p> <p>"El Coordinador, considerando los estudios técnicos que adviertan de una posible congestión en las instalaciones de transmisión zonal conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución o en la subestación primaria de misma, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 3-34, elaborará de manera semestral un estudio específico para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones. Este estudio deberá ser publicado a más tardar el último día hábil del mes de mayo y noviembre de cada año."</p> <p>El artículo 3-47 establece que el Coordinador debe elaborar semestralmente un estudio para ratificar la existencia de congestiones en transmisión zonal, en base a lo indicado en el artículo 3-34. Sin embargo, el ICC puede no advertir congestiones que se manifiestan posteriormente, debido a la dinámica propia de los sistemas de distribución y transmisión,</p> | <p>Se solicita reemplazar el texto del artículo según lo siguiente:</p> <p>"El Coordinador, <u>de acuerdo</u> con lo indicado en el Artículo 3-34, elaborará <u>semestralmente un Estudio de Congestión en Transmisión Zonal a fin de verificar la existencia de congestiones en los equipamientos de transmisión zonal conectados aguas arriba de las subestaciones primarias de distribución y en éstas, mediante simulaciones eléctricas. El estudio incluirá a todos los PMGD conectados y a los PMGD declarados en construcción, con independencia de si sus Informes de Criterios de Conexión (ICC) advierten o no posibles congestiones, considerando además la generación distribuida relevante que incida en los flujos por las instalaciones analizadas. Las verificaciones se efectuarán con flujo de potencia AC, utilizando los escenarios y perfiles definidos en el Título 3, e incorporando los límites térmicos y de tensión</u></p> | No se acoge | <p>La observación no se acoge. La redacción propuesta por la observación modifica el sentido y alcance del estudio establecido en el Artículo 88° del Reglamento. Dicha disposición indica expresamente que la función del estudio semestral es ratificar si efectivamente existirán las congestiones previamente identificadas en los estudios de conexión. Por lo tanto, la propuesta de la observación desvirtúa el mandato Reglamentario, transformando una ratificación específica en una revisión general.</p> <p>En cuanto a incorporar a todos los PMGD conectados y a los declarados en construcción en el análisis, esto ya se encuentra recogido en los escenarios mínimos que debe considerar el Coordinador, en el Artículo 3-48 de la presente norma técnica.</p> |


| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|---|--|---------------|
| | | | <p>como cambios topológicos, ingreso/retiro de generación, reconfiguraciones, transferencias, nuevas conexiones o variaciones en la operación.</p> <p>Por lo tanto, limitar el estudio del Coordinador solo a los casos donde el ICC advierte congestión puede ser insuficiente y dejar fuera situaciones críticas que surgen después de la emisión del ICC.</p> | <p><u>de los equipos, conforme al Artículo 3-34.</u></p> <p>El estudio <u>será</u> publicado a más tardar el último día hábil de los meses de mayo y noviembre de cada año; <u>dentro de los diez (10) días siguientes a su publicación, el Coordinador informará a la Superintendencia, a la Comisión Nacional de Energía, a la Empresa Distribuidora, a la Empresa de Transmisión Zonal y a los Interesados los escenarios bajo los cuales podrían existir congestiones y la eventual reducción de inyecciones de los PMGD.</u></p> <p><u>Sin perjuicio de lo anterior, cuando se identifiquen cambios relevantes en la red que alteren las condiciones de flujo, el Coordinador actualizará el estudio dentro de treinta (30) días desde dicha identificación.</u></p> <p><u>El Coordinador podrá solicitar antecedentes adicionales a la Empresa Distribuidora, la cual dispondrá de diez (10) días para responder.</u></p> <p><u>El estudio, sus anexos de simulación y las actualizaciones deberán permanecer disponibles en el sitio web del Coordinador y se someterán a observaciones de los coordinados conforme a los plazos, formatos y medios que éste establezca.</u></p> | | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|--|--|--|
| 81 | Compañía General de Electricidad S.A. | 3-48 | <p>Según el Art. 3-48:</p> <p>Se introduce mejoras parciales al Estudio Semestral de Congestión (menciona estacionalidad y escenarios), pero persisten vacíos críticos que pueden comprometer la representatividad y la gestión operativa:</p> <ul style="list-style-type: none"> • No define cómo evaluar los PMGD por bloque horario (B1–B6) cuando aplican bloques; esto puede ocultar congestión real en B2/B6 bajo resultados agregados. • La “estacionalidad” no indica si se evaluarán todas las estaciones o solo el peor caso, ni cómo se aplicará operativamente. • No establece un método trazable para calcular demanda mínima; usar mínimos absolutos puede sesgar resultados. • Falta un mecanismo para que una empresa transmisora pueda gatillar un estudio con datos reproducibles cuando detecte congestión. • No contempla condiciones transitorias del sistema (fallas, transferencias, sobre inyección o sobreconsumo) que pueden provocar desconexión masiva de clientes, especialmente en presencia de PMGD con sistemas BESS. | <p>Se propone complementar el artículo 3-48 con los siguientes aspectos:</p> <p>1) Ámbito por bloques horarios: El Estudio se efectuará por bloque horario conforme al Artículo 1-11 (B1–B6). Para PMGD sin almacenamiento se deberá, como mínimo, identificar y cuantificar la congestión potencial en B2 y B6; para PMGD con almacenamiento acogidos a bloques, se evaluarán los bloques declarados.</p> <p>2) Tratamiento de la estacionalidad: Se deberán evaluar al menos cuatro estacionalidades (verano, otoño, invierno, primavera) o justificar técnicamente un peor caso estacional, documentando criterios y supuestos. Las cartas operativas de inyección reducida se emitirán por escenario y estacionalidad.</p> <p>3) Demanda mínima: definición y método: La demanda mínima se calculará, por bloque, como el promedio del percentil 5% de los registros válidos en la ventana analizada, excluyendo periodos de contingencia, transferencias operativas y desconexiones de carga. El método, fuentes y filtros aplicados deberán ser reproducibles y quedar documentados.</p> <p>4) Escenarios y horizonte: Se mantienen los escenarios mínimos del artículo (real, proyectado con Declaración en Construcción y exigente con ICC vigente), por bloque y estacionalidad, y un horizonte que permita detectar ventanas para levantar restricciones parcial o totalmente cuando corresponda.</p> <p>5) Datos y reproducibilidad: El Coordinador publicará, junto con el Estudio, los insumos de cálculo (o su detalle suficiente):</p> | No se acoge | La observación no se acoge. Sin perjuicio de lo anterior, se ajustan los criterios a considerar para la realización del Estudio Semestral de congestiones en los términos de las respuesta a la ID 295, ID 296, ID 297 y ID 298. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|-------------------------|---|--|---------------|
| | | | | <p>series de demanda y generación por bloque, supuestos de pérdidas y límites, y parámetros de filtrado/utilizados, de modo que los resultados sean replicables por los coordinados.</p> <p>6) Estudios de la Transmisora: Cuando una empresa de Transmisión Zonal detecte congestión en sus instalaciones, podrá remitir al Coordinador un Estudio de Congestión con datos de flujos reales, criterios y resultados reproducibles. El Coordinador deberá evaluarlo y, si corresponde, emitir alerta e instrucciones operativas y/o actualizar el Estudio Semestral.</p> <p>7) Resultados y comunicación: En todos los escenarios y estacionalidades, el Coordinador deberá identificar la existencia de congestión y cuantificar la potencia limitada por PMGD, publicando la carta operativa por escenario/estación/bloque. Las notificaciones se cursarán conforme a los plazos definidos en el Título 3-8.</p> <p>8) Condiciones transitorias y esquemas EDAC: De identificarse congestiones en el sistema de transmisión durante condiciones transitorias (fallas, transferencias, sobreinyección o sobreconsumo), el Coordinador y los coordinados propietarios de instalaciones de transmisión y/o distribución podrán proponer la implementación de esquemas de desprendimiento de inyección o carga (incluyendo casos BESS) para evitar la desconexión de clientes finales. Dichos esquemas deberán aplicarse en el sistema de transmisión y ser costeados por los propietarios de los sistemas de generación y/o almacenamiento de la zona afectada.</p> | | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--|--|--|
| 82 | Compañía General de Electricidad S.A. | 3-53 | Según el Art. 3-53: Las comunicaciones no referencian un listado único y trazable de destinatarios. Para garantizar oportunidad y certeza, se solicita que dichas comunicaciones se sustenten en el Registro de Participantes solicitado en el Art. 1-8 (casillas registradas, actualización anual y por evento), evitando omisiones o discrepancias de contacto. | Se solicita agregar un párrafo final según lo siguiente: <u>"En cualquier caso, estas medidas deberán ser notificadas al Interesado/propietario u operador del PMGD y a la Empresa Distribuidora utilizando los datos de contacto inscritos en el Registro de Participantes a que se refiere el Artículo 1-8, mediante correo electrónico dirigido a las casillas registradas, dejando constancia de fecha y hora de envío y acuse de recibo, para su debida consideración en la operación del PMGD."</u> | No se acoge | La observación no se acoge. La incorporación solicitada es innecesaria, ya que el Artículo 1-8 establece de manera general que todas las comunicaciones entre la Empresa Distribuidora y el Interesado, propietario u operador del PMGD, deben realizarse mediante los medios electrónicos, cartas certificadas u oficinas comerciales según los formatos que determine la Superintendencia, indicación que es transversal para toda la norma técnica. |
| 89 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-3 | Se corrige en coherencia que los sistemas de almacenamiento no generan la energía sino que realizan inyecciones | Se propone cambiar en el numeral v., en rojo la corrección : "[...] al bloque horario solicitado de inyección [...]" | Se acoge | |
| 90 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-7 | Para ser más coherentes con el oficio SEC N°290539 y a lo dispuesto en el artículo 3-27 numeral III, se solicita borrar que aquellos que tengan menos de 12 meses de operación entreguen una estimación. No es ideal, ya que eso debe ser verificado por el titular, si se permite que la distribuidora decida cuando hay inconsistencias esta tendrá la ventaja de elegir el caso que ella estime conveniente sin mayores detalles, que no necesariamente refleja los flujos reales en el alimentador, aún más si en los estudios se le solicita añadir un 20% de seguridad es importante que el titular pueda observar y manifestar desacuerdo respecto de la capacidad máxima de inyección entregada por la distribuidora. | Se debe eliminar lo dispuesto en rojo "[...] esten limitados, o tengan menos de 12 meses de operación , una estimación [...]" | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID53 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|---|--|--|
| 91 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-27 | Se recomienda añadir un párrafo que para aquellos casos que los PMGDs limiten sus horarios de inyección según los bloques horarios definidos en tabla 1, la demanda mínima y máxima que se deba utilizar para realizar los estudios sea la misma que se observa dentro de los bloques horarios solicitados. Con el fin de mantener la concordancia con los bloques horarios y el oficio SEC 290539 | Se propone adicionar un párrafo, en el numeral "I Escenarios de demanda" al final : "Para aquellos casos que los PMGDs limiten sus horarios de inyección según los bloques horarios definidos en tabla 1, la demanda mínima y máxima corresponderá al observada dentro de los bloques horarios de inyección solicitados. " | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 222 |
| 92 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-34 | Con el fin de mantener coherencia con el oficio SEC 290539 y los bloques horarios, junto con lo descrito en el artículo 3-27 en su numeral "III Evaluación de coincidencias horarias en redes de distribución", donde da indicaciones de cómo será evaluado la potencia máxima de los PMGD solares en horarios de coincidencia. | Se propone adicionar la definición de PMGDs bloque k: "[...]Potencia máxima registrada o proyectada, según artículo 3-27 numeral "III Evaluación de Coincidencias horarias en redes de distribución", por un PMGD[...]" | Se acoge | |
| 93 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-35 | Si se llegan a manifestar congestiones en el artículo anterior, en los horarios de coincidencia del Bloque 2 y Bloque 6, antes de la obtención del ICC. El interesado debiese poder incorporar mecanismos de limitación de inyección, como control de rampa activas, limitación de potencia activas o supresión de total de inyección durante los horarios de esta coincidencia. Lo anterior con el fin de poder hacer un uso más eficiente de las redes de distribución y la incorporación de nuevas tecnología para la gestión de energía dentro de estas mismas, para ser consistentes con el oficio SEC N°290539. | Se propone adicionar : "En los casos en que el estudio zonal de coincidencia en los bloques 2 y bloques 6 se constate congestiones, el interesado antes de la obtención del ICC podrá manifestar su intención de incorporar mecanismos de limitación de inyección, como control de rampa activas, limitación de potencia activas o supresión de total de inyección permanente durante los horarios que se constate dicha congestión, con el fin de no ser restringidos en el bloque horario completo" | No se acoge | Se solicitar revisar la respuesta tipo "Bloques Horarios" |
| 94 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-40 | Procedimientos para trabajos y otras labores deben identificar plazos y costos por parte de cada parte interesada con claridad | | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|---|--|--|
| 95 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-42 | No existe aún resolución definitiva sobre la metodología de valorización de obras adicionales, generando discrecionalidad y sobrecostos en los procesos de conexión. | Definir en la NTCO un mecanismo de transición claro y acotado en costos mientras no se publique la resolución definitiva de valorización. | No se acoge | Lo observado no corresponde a la materia que trata el Artículo 3-42 de la presente Norma Técnica. Adicionalmente, se solicita ver respuesta tipo "Sin propuesta de texto". |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--------------------|--|---|
| 96 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-42 | No se estipula un plazo para que la distribuidora levante restricción cuando coordinador lo autorice. | | No se acoge | <p>La observación carece de propuesta por lo que no permite hacer un análisis de lo planteado. Se aclara que el levantamiento de restricciones es exclusiva facultad del Coordinador y los elementos de este proceso se encuentran recogidos en el Título 3-8 de la presente norma técnica.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se traslada el inciso final del Artículo 3-42 al Artículo 3-51 y se ajusta la redacción considerando un plazo de registro del levantamiento de restricción: "[...]En aquellos casos en que el Coordinador comunique a la Empresa Distribuidora y el PMGD el levantamiento de la restricción señalada en el Artículo 3-49, la Empresa Distribuidora dispondrá de un plazo máximo de 10 días, contados desde la notificación, para esta condición de operación deberá ser anexada esta condición al respectivo ICC. Además, cuando corresponda, se deberán actualizar las condiciones de operación del PMGD en el Convenio de Operación asociadas al levantamiento de la restricción. Sin perjuicio de lo anterior, el PMGD quedará liberado de la restricción de inyección desde el momento en que el Coordinador notifique la medida. [...]"</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--|--|--|
| 97 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-43 | Se hace necesario tener que dar mas detalle de cuales son aquellas instalaciones y equipamientos minimos, dejarselo a la distribuidora podria generar un perjuicio directo al interesado. Primordialmente recomendamos que se tome en cuenta solo obras dentro de las redes de distribución y además ajustadas a la proporcionalidad del proyecto y de los estandares de la distribuidora. Además, dejar en claro que es un monitoreo simple en el reconector | <p>Se propone borrar, lo descrito en rojo: "El Informe de Costos de Conexión deberá incluir los costos asociados a las instalaciones y equipamientos mínimos para la adecuada coordinación entre el PMGD y la Empresa Distribuidora. Dichos costos deben cubrir lo necesario para garantizar que las inyecciones horarias se ajusten a los bloques horarios consignados, así como para permitir el monitoreo y control por parte de la Empresa Distribuidora.</p> <p>Los costos de red pertinentes"</p> <p>ademas se propone adicionar en el mismo parrafo, lo destacado en rojo:"El Informe de Costos de Conexión deberá incluir los costos asociados a las instalaciones y equipamientos mínimos, bajo los estandares actuales de la dsitribuidora, dentro de las redes de distribución para la adecuada coordinación entre el PMGD y la Empresa Distribuidora. Dichos costos deben cubrir lo necesario para permitir el monitoreo y control por parte de la Empresa Distribuidora."</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 57 |
| 98 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-43 | Los costos de maniobras y otros servicios no consistentes en obras adicionales no pueden ser cobrados a los PMGD ya que la ley no lo habilita. Es necesario explicitar esto en la norma técnica y es un costo que hoy se esta cobrando y de forma desproporcionada por las Dx a los PMGD. | El artículo 149 inciso sexto de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las "obras adicionales" necesarias para permitir la inyección de excedentes por parte de los PMGD deben ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución, siendo sus costos de cargo de los generadores. La norma acota expresamente el alcance de estos cobros a obras o instalaciones adicionales, es decir, a infraestructura física requerida para viabilizar la conexión —como refuerzos, ampliaciones o equipamientos específicos en la red—, excluyendo por tanto cualquier otro tipo de costo que no represente | No se acoge | Se solicita ver respuesta tipo "Actividades asociadas al monitoreo y control del PMGD" |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|--|--|---|
| | | | | <p>inversión material, como gastos administrativos, de coordinación, estudios generales o costos sistémicos. En consecuencia, conforme al principio de legalidad y causalidad de costos, los PMGD solo pueden ser cargados por los costos efectivamente vinculados a la construcción o modificación de instalaciones en la red de distribución, y no por conceptos ajenos al sentido material y técnico de “obras adicionales” previsto en la ley.</p> | | |
| 99 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-47 | <p>En el inciso cuarto de este artículo se debe explicitar en la misma norma la información requerida a las distribuidoras. Además, se debe dar un plazo para que coordinados puedan observar dichos datos que son inputs para los estudios, pues se han dado casos en que la distribuidora no entrega la totalidad de la información (por ejemplo, consideraciones de PMG)</p> <p>Inciso citado: "En caso de que el Coordinador requiera información adicional para el desarrollo del estudio, deberá solicitarla a la Empresa Distribuidora, la cual dispondrá de un plazo máximo de 10 días desde notificada la solicitud, para responder. El Coordinador deberá adjuntar el estudio realizado, detallando los escenarios futuros que gatillarían congestiones. El Dicho estudio deberá quedar disponible en el sitio web del Coordinador."</p> | <p>Se propone complementar el inciso con el siguiente párrafo final:</p> <p>“La solicitud de información deberá indicar expresamente el alcance mínimo de los antecedentes requeridos, incluyendo, a lo menos: (i) registros de demanda y generación por bloque horario (B1–B6) conforme al Art. 1-11; (ii) nómina y estado de los PMGD con ICC vigente, en construcción o con ICC en proceso de aprobación conectados a la misma barra o subestación; (iii) perfiles representativos de inyección declarados en las SCR y sus eventuales mecanismos de limitación horaria; y (iv) topología de la red de distribución y parámetros relevantes para el estudio. La Empresa Distribuidora deberá remitir la totalidad de la información dentro del plazo indicado, en los formatos y medios que establezca el Coordinador.”</p> | No se acoge | <p>No se acoge la observación. El artículo ya considera que el Coordinador tiene la facultad de requerir toda información adicional necesaria para el desarrollo del Estudio. Considerar un listado mínimo de información en el presente artículo podría generar ineficiencias, obligando el envío de antecedentes que no necesariamente se requieran para un caso de congestión. Además, gran parte de la información solicitada en la propuesta de texto ya es de carácter público y debe encontrarse disponible permanentemente en las plataformas de las Empresas Distribuidoras conforme al Capítulo 2 de la presente norma técnica.</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|--|
| 100 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-47 | <p>Respecto al inciso quinto de este artículo, la norma debe ser claro con los plazos, y además de mínimo unos 10 días dada las vitales instrucciones que puede dar el coordinador en base a este estudio, debido a que ha ocurrido en el pasado que el CEN ha publicado el estudio sin dar plazo para observaciones o en otras ocasiones dando menos de 3 días hábiles para revisarlo lo cual es complejo dada la cantidad de información y complejidad de la misma.</p> <p>Inciso citado; "Los estudios semestrales, o la actualización de estos, deberán ser sometidos a observaciones de los coordinados en los plazos, formatos y medios que el Coordinador establezca."</p> | <p>Reemplazar el inciso por: "Los estudios semestrales, o sus actualizaciones, serán sometidos a un período de observaciones públicas no inferior a 10 días hábiles. El Coordinador publicará, antes de la entrada en vigencia de la carta operativa, un informe de respuestas que identifique cada comentario recibido y la decisión adoptada (acogido, acogido parcialmente o no acogido), con fundamentación sucinta. El informe y la versión final del estudio se publicarán en el sitio web del Coordinador.."</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se acoge parcialmente la observación. Se ajusta la redacción del artículo en el sentido de otorgar un plazo de cinco días para la presentación de observaciones: "[...]Los estudios semestrales, o la actualización de estos, deberán ser sometidos a observaciones de los coordinados en los plazos, formatos y medios que el Coordinador establezca. Para lo anterior, los coordinados dispondrán de un plazo de 5 días para la entrega de sus observaciones. [...]".</p> |
| 101 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-48 | <p>se solicita al CEN hacer un estudio más completo aún no se equipara al que realiza para las centrales utility. El tiempo de realización semestral es demasiado tiempo como para los estándares actuales de control y monitoreo que se les esta solicitando por lo que se hace necesario acortarlo al menos a un estudio trimestral. Además, hoyen día el estudio del coordinador es demasiado basico, en parte, es a causa de que no se les dio mayor detalle a como se tienen que realizar estos estudios, es por lo anterior que creemos que al menos la norma debiese definir un horizonte de tiempo y solicitar que efectivamente realice un flujo de potencia de las centrales en distribución a analizar sobretudo con la inclusión de control monitoreo y almacenamiento de energia</p> | <p>se pide cambiar en todos los lados la palabra "semestral" por "trimestral"</p> <p>Además se recomienda agregar "El coordinador debera hacer un estudio de flujo de potencia de las centrales a evaluar en un horizonte de tiempo de almenos 3 meses, donde puedan evaluar condiciones de limitacion transitorias por algunos meses o permanentes hasta el siguiente estudio"</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 58 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|----------------------|
| 102 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-48 | Se solicita agregar un escenario donde los Coordinados puedan solicitar la elaboración de un estudio adicional ante contingencias excepcionales (por ejemplo: dada la falla de un transformador de una S/E primaria) que considere una nueva topología y que implique una nueva carta operativa (Estudio excepcional de congestiones zonales) | <p>El Estudio deberá considerar escenarios adicionales que representen condiciones de disponibilidad realista de las unidades de generación, complementarios a aquellos construidos con potencia máxima. En dichos escenarios, la potencia a utilizar corresponderá a la potencia efectivamente disponible de cada proyecto, determinada en función de antecedentes operacionales recientes, registros históricos o información trazable provista por el titular.</p> <p>Este análisis deberá incluir, a lo menos, una comparación entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) un escenario con todos los proyectos considerados a su potencia máxima conforme a sus respectivos ICC, y ii) un escenario con la potencia disponible individual de cada proyecto, representando situaciones de indisponibilidad parcial o temporal. <p>Los resultados de ambos escenarios deberán documentarse explícitamente en el Estudio, señalando las diferencias observadas en los criterios de evaluación y su impacto en eventuales limitaciones de inyección."</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 297 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|----------------------|
| 103 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-48 | <p>Respecto al inciso tres, para los escenarios de análisis, se debe hacer separación entre día y noche, además de separar el comportamiento de la demanda en días hábiles y no hábiles. Además, las estaciones a considerar debiesen sean climatológicas, por lo que es importante especificar a que se refiere por estaciones.</p> <p>Por otro lado, se debe realizar mismo análisis con el escenarios de conexión en obras aledañas de Tx (como ampliaciones en subestaciones, cambios de conductores en líneas, etc)</p> <p>Inciso citado: "El Coordinador deberá considerar en su evaluación, al menos, los siguientes escenarios: un escenarioreal considerando a todos los PMGD que ya han iniciado su Puesta en Servicio, un escenario proyectado que considere a todos los PMGD que cuenten con Declaración en Construcción vigente y un escenario más exigente que considere a todos los PMGD con ICC vigente."</p> | <p>Para la construcción de los escenarios de análisis, el Estudio deberá considerar diferenciaciones temporales y operacionales adicionales, con el fin de representar con mayor precisión el comportamiento del sistema. En particular:</p> <p>i) La evaluación deberá realizarse de forma separada para los períodos diurnos y nocturnos, conforme a los bloques horarios definidos en el Artículo 1-11, reflejando las diferencias en los perfiles de generación y consumo.</p> <p>ii) La caracterización de la demanda deberá diferenciar entre días hábiles y no hábiles, incorporando patrones de comportamiento específicos para cada caso.</p> <p>iii) Las condiciones climáticas utilizadas para la estimación de la generación deberán corresponder a datos de estaciones climatológicas representativas de la zona geográfica de emplazamiento de los proyectos, y su selección deberá ser debidamente fundamentada en el Estudio.</p> <p>iv) Además, deberá incluirse un escenario adicional que considere la puesta en servicio o modificación de obras de transmisión aledañas que puedan alterar el comportamiento operativo del sistema, tales como ampliaciones de subestaciones, recambio de conductores o refuerzos de red. Dicho escenario deberá reflejar los efectos esperados sobre la capacidad de inyección y posibles restricciones de los PMGD evaluados."</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 297 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|----------------------|
| 104 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-48 | Respecto al cuarto inciso de este artículo "En todos los escenarios evaluados el Coordinador deberá identificar si existe o no congestión y cuantificar la potencia que cada PMGD podría ver limitada. Como parte de los resultados del Estudio, se deberá incluir una carta operativa de inyecciones reducidas para cada escenario y de acuerdo con la estacionalidad del año." , Se debe ahondar en la definición de carta operativa, pues esto puede acrecentar como aminorar la cantidad de potencia limitada por congestiones. También sería bueno ver el procedimiento para entregar esta carta operativa (telefono, email, etc), se deben definir bien los protocolos de comunicación entre los distintos entes para instruir estas cartas operativas, clarificando también los plazos de respuesta y posibles consecuencias en caso de no acatar las instrucciones de la carta operativa. | Agregar al final del inciso: "La carta operativa deberá detallar, para cada barra o subestación y por bloque horario (B1–B6), la potencia máxima de inyección admisible por PMGD, su período de vigencia estacional y la referencia al escenario que le da origen." | No se acoge | Ver respuesta ID 298 |
| 105 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-48 | El inciso quinto de este artículo no es muy claro respecto a periodos de análisis. "El horizonte de evaluación deberá contemplar un período de análisis que permita detectar aquellas ventanas temporales, en las cuales sea posible levantar parcial o totalmente las restricciones por congestión, de manera temporal cuando corresponda" Se entiende que el horizonte son los 6 meses, pero no queda claro cuál será el periodo de análisis (¿dentro del horizonte o antes?). Se debe determinar una periodicidad para hacer análisis dentro del periodo de evaluación (ejemplo, levantar restricciones en caso de falla de centrales) | Reemplazar por: "El horizonte de evaluación deberá contemplar un período suficiente para identificar ventanas temporales en que resulte posible levantar total o parcialmente las restricciones por congestión. El Coordinador deberá publicar la metodología que utilizará para dicha identificación, en consistencia con la NTSyCS y con los criterios de operación definidos en el Capítulo 9, incluyendo los umbrales técnicos, fuentes de datos y procedimiento de actualización." | No se acoge | Ver respuesta ID 298 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|--|
| 106 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-48 | se solicita al CEN hacer un estudio más completo aún no se equipara al que realiza para las centrales utility. El tiempo de realización semestral es demasiado tiempo como para los estándares actuales de control y monitoreo que se les esta solicitando por lo que se hace necesario acortarlo al menos a un estudio trimestral. Además, hoyen día el estudio del coordinador es demasiado basico, en parte, es a causa de que no se les dio mayor detalle a como se tienen que realizar estos estudios, es por lo anterior que creemos que al menos la norma debiese definir un horizonte de tiempo y solicitar que efectivamente realice un flujo de potencia de las centrales en distribución a analizar sobretodo con la inclusión de control monitoreo y almacenamiento de energia | se pide cambiar en todos los lados la palabra "semestral" por "trimestral" Además se recomienda agregar "El coordinador debera hacer un estudio de flujo de potencia de las centrales a evaluar en un horizonte de tiempo de almenos 3 meses, donde puedan evaluar condiciones de limitacion transitorias por algunos meses o permanentes hasta el siguiente estudio" | No se acoge | Ver respuesta ID 58 |
| 107 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-48 | En este estudio hoy el coordinador realiza una suma aritmética de potencias y las compara con las potencias de las S/E para determinar si existe riesgo de congestión lo cual es incorrecto, pues se debe realizar una simulación con flujo de potencia para determinar esto. | | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |
| 108 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-49 | Respecto al primer inciso de este articulo, <i>"En aquellos casos en que el Estudio Semestral de Congestiones indique que existen periodos transitorios en los cuales, por razones estacionarias u otras consideraciones del estudio, el PMGD pueda inyectar parcial o totalmente la potencia aprobada a las redes de distribución sin provocar congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal, el Coordinador podrá levantar temporalmente dicha restricción operativa."</i> | El levantamiento definitivo de restricciones deberá ser formalizado mediante la publicación de la carta operativa actualizada, dentro de un plazo máximo de 10 días hábiles contado desde la emisión del estudio que lo respalde. Dicha propuesta de carta operativa deberá mantenerse disponible para observaciones por parte de los coordinados durante un período mínimo de 5 días hábiles previo a su entrada en vigencia. El Coordinador deberá responder dichas observaciones dentro del mismo plazo y, en caso de ser necesario, incorporar las modificaciones pertinentes antes de la publicación definitiva. La carta | No se acoge | La observación no se acoge. En cuanto al plazo para la realización de observaciones al Estudio de Congestiones revisar la respuesta ID 100. Por otro lado, en relación a la carta operativa se solicita revisar la respuesta ID 298. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|--|
| | | | Los coordinados pueden solicitar la revisión por parte del CEN de las instrucciones de la carta operativa en caso del que el CEN no lo realice proactivamente o en caso de que haya faltado analizar un escenario adicional no previsto. debe haber un plazo de respuesta por parte del CEN de no más de 5 días hábiles | operativa final y la actualización de las condiciones consignadas en los ICC deberán comunicarse a la Empresa Distribuidora y a los titulares involucrados | | |
| 109 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-49 | La posibilidad de levantar restricciones cuando haya espacio de colocación en la red no es suficiente Esto debe ser un mandato explícito al coordinador y por transitividad, a la distribuidora para que se apliquen estos levantamientos, en plazos que deben estar establecidos en la norma técnica, dada la relevancia e impacto económico que estas restricciones tienen sobre los PMGD afectados. | | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |
| 110 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-50 | Las congestiones no son provocadas por generación. son provocados por desbalance de oferta y demanda o cambios en la topología y/o capacidades de la red de Tx o Dx | Precisar el inciso así: "La limitación de potencia podrá ser levantada permanentemente sólo si, mediante el estudio semestral elaborado por el Coordinador se constatará que, en las condiciones de operación evaluadas, la capacidad de inyección autorizada del proyecto no contribuirá a superar los límites técnicos establecidos en la red, considerando el estado de oferta y demanda, así como la topología y capacidades vigentes de las instalaciones de transmisión y distribución." | No se acoge | Ver respuesta ID 300 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|---|
| 111 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 3-51 | <p>Respecto al primer inciso de este artículo, "El Coordinador deberá notificar en un plazo máximo de 10 días, posterior a la publicación del Estudio Semestral de Congestionamientos, al propietario u operador del PMGD, a la Empresa Distribuidora, a la Comisión y a la empresa de transmisión correspondiente, las medidas tanto temporales como permanentes sobre el levantamiento de las restricciones de operación del PMGD."</p> <p>10 días es un plazo extenso para poder notificar. Por otro lado, se debe agregar un artículo para indicar los plazos de coordinados para obedecer estas instrucciones y las consecuencias que se tendrán en caso de no acatar</p> | Se propone precisar el inciso para explicitar alcance, plazos, formato y responsabilidades, asegurando consistencia con los Artículos 3-27 a 3-29 (escenarios), 1-11 (bloques horarios) y el Capítulo 9 (operación y coordinación). | No se acoge | La observación carece de propuesta por lo que no permite hacer un análisis de lo planteado. |
| 140 | Enel Distribución Chile S.A. | 3-3 | <p>El Inciso vi del literal b) del Art. 3-3 señala:</p> <p>"vi. Perfil de generación esperado del proyecto PMGD identificando su componente de generación y de almacenamiento, en caso de que corresponda. Asimismo, se deberán identificar claramente los bloques horarios de generación, en caso de que corresponda."</p> <p>El borrador de la NT señala en la SCR que el proyecto PMGD debe identificar los bloques horarios de generación, en caso de que corresponda.</p> <p>Al respecto, el texto actual solo exige la identificación de los bloques horarios de generación de manera general, sin precisar la obligación específica para aquellos proyectos PMGD que incorporen una componente de almacenamiento.</p> | Perfil de generación esperado del proyecto PMGD identificando su componente de generación y de almacenamiento, en caso de que corresponda. Asimismo, se deberán identificar claramente los bloques horarios de generación, en caso de que el PMGD incluya componente de almacenamiento y pueda acogerse al régimen de bloques horarios. | No se acoge | <p>La observación no se acoge. La modificación solicitada es innecesaria, ya que el texto vigente exige explícitamente detallar el perfil de generación, sus componentes y los bloques horarios solicitados, en caso de que corresponda a las características particulares del proyecto.</p> <p>Cabe destacar que, los PMGD con componente de almacenamiento que no se ajusten a bloques horarios, deberán ser evaluados considerando los escenarios más exigentes de operación, asumiendo su inyección máxima sin restricciones horarias, conforme a lo indicado en el Artículo 3-29 de la presente norma técnica.</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|--|
| | | | Se solicita especificar que siempre que un PMGD posea una componente de almacenamiento, debe identificar claramente los bloques horarios de generación. | | | |
| 141 | Enel Distribución Chile S.A. | 3-27 | <p>El literal f) del apartado III. señala:</p> <p>"f) No obstante, estos proyectos podrán incorporar mecanismos de limitación de inyección ajustados a los horarios de coincidencia con el objetivo de evitar sobrecargas en la red y congestiones en transmisión zonal. Estas medidas deberán ser revisadas y coordinadas con la Empresa Distribuidora, y su condición deberá quedar expresamente indicada en su respectivo ICC."</p> <p>Lo anterior, no refleja adecuadamente el rol y las facultades que tiene la distribuidora en el proceso de conexión.</p> <p>Es la Empresa Distribuidora quien debe definir y validar la capacidad disponible del alimentador y los criterios técnicos de seguridad y confiabilidad del sistema de distribución.</p> <p>Por tanto, el término "coordinadas" podría inducir a interpretar que se trata de un proceso bilateral o de negociación, lo que no corresponde al marco regulatorio vigente.</p> | <p>No obstante, estos proyectos podrán incorporar mecanismos de limitación de inyección ajustados a los horarios de coincidencia con el objetivo de evitar sobrecargas en la red y congestiones en transmisión zonal. Estas medidas deberán ser validadas por la Empresa Distribuidora, y su condición técnica de conexión deberá quedar expresamente indicada en su respectivo ICC.</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción en el siguiente sentido:</p> <p>"[...]Estas medidas deberán ser revisadas y validadas por la Empresa Distribuidora, y su condición deberá quedar expresamente indicada en su respectivo ICC. [...]"</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|---|
| 142 | Enel Distribución Chile S.A. | 3-27 | <p>El literal e) del apartado III. señala:</p> <p>"e) En caso de que los perfiles de generación declarados en la SCR por un PMGD fotovoltaico sin componente de almacenamiento presenten inconsistencias evidentes, el Interesado podrá estimar su capacidad máxima de generación utilizando un perfil representativo, coherente con su capacidad instalada y configuración tecnológica."</p> <p>El borrador de la NT propuesto asigna al interesado la facultad de determinar por sí mismo si los perfiles de generación declarados presentan inconsistencias, así como de definir un perfil alternativo representativo.</p> <p>Sin embargo, corresponde a la Empresa Distribuidora evaluar la coherencia técnica de los perfiles de generación presentados en la SCR. Por ello, se propone ajustar el texto para que sea la Empresa Distribuidora quien determine la existencia de inconsistencias y valide el perfil representativo a utilizar.</p> | <p>En caso de que la Empresa Distribuidora identifique inconsistencias evidentes en los perfiles de generación declarados en la SCR por un PMGD fotovoltaico sin componente de almacenamiento, el Interesado podrá estimar su capacidad máxima de generación utilizando un perfil representativo, coherente con su capacidad instalada y configuración tecnológica.</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción en el siguiente sentido:"[...] e)En caso de que los perfiles de generación declarados en la SCR por un PMGD fotovoltaico presenten inconsistencias evidentes, el encargado de la realización de los estudios de conexión podrá estimar la capacidad máxima de generación del PMGD utilizando un perfil representativo, coherente con su capacidad instalada y configuración tecnológica. Para ello, se podrán utilizar perfiles de generación de otros proyectos fotovoltaicos en operación en la misma zona geográfica y que operen bajo condiciones técnicas similares. Sin perjuicio de lo anterior, el encargado de la realización de los estudios de conexión deberá validar los supuestos entregados respecto de los perfiles de generación utilizados, los cuales deberán ser ratificados en la revisión de los estudios de conexión. [...]".</p> |
| 143 | Enel Distribución Chile S.A. | 3-33 | <p>El borrador de la NT establece que el estudio deberá considerar los sistemas de puesta a tierra del transformador principal de la subestación primaria. Sin embargo, dicha información no se encuentra bajo la gestión ni disponibilidad de la Empresa Distribuidora, dado que las subestaciones primarias forman parte de instalaciones de transmisión, empresas ajenas al control de la distribuidora.</p> <p>Se solicita no imponer la obligación de considerar requerimientos técnicos de activos que la Empresa Distribuidora no administra.</p> | <p>El estudio podrá considerar los sistemas de puesta a tierra del transformador principal de la subestación primaria, del transformador asociado al PMGD en estudio, y los de los medios de generación existentes y PMGD previstos de conectar.</p> | No se acoge | <p>No se acoge la observación. El Artículo 2-9 de la presente norma técnica, establece la obligación al Coordinador de disponer de la información técnica de las instalaciones de Transmisión Zonal necesaria para los Estudios de Conexión. Asimismo, dicho artículo dispone de un mecanismo para que, en caso de que dicha información no se encuentra pública o este desactualizada, la Empresa Distribuidora o el interesado pueda solicitarla al Coordinador.</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|---|
| 144 | Enel Distribución Chile S.A. | 3-36 | Se solicita rectificar palabra con error tipográfico. | Si el Coordinador autoriza al propietario de la central a limitar las inyecciones del o los PMGD, para evitar la inversión de flujo de los Servicios Auxiliares, el PMGD deberá implementar los automatismos necesarios para limitar sus inyecciones. | Se acoge | |
| 145 | Enel Distribución Chile S.A. | 3-38 | <p>El literal I) señala:</p> <p>"I) Conclusiones respecto al cumplimiento a las exigencias establecidas en la normativa vigente, para cada uno de los estudios de conexión. Adicionalmente, deberá indicar la aprobación de la capacidad de inyección del PMGD, incluyendo aquellas limitaciones producto de las congestiones a nivel de Transmisión Zonal, cuando corresponda."</p> <p>Al respecto, se observa que el texto implica que la Empresa Distribuidora debería comunicar al interesado la aprobación de la capacidad de inyección del PMGD. Sin embargo, este aspecto ya se encuentra abordado dentro del propio proceso de conexión, y del mecanismo formal mediante el cual el interesado manifiesta su conformidad con el Informe de Criterios de Conexión. Por lo tanto, cualquier exigencia adicional de aprobación previa resultaría redundante y podría extender innecesariamente los plazos establecidos en el Reglamento para el proceso de conexión.</p> | Conclusiones respecto al cumplimiento a las exigencias establecidas en la normativa vigente, para cada uno de los estudios de conexión. Adicionalmente, deberá indicar la capacidad de inyección del PMGD, incluyendo aquellas limitaciones producto de las congestiones a nivel de Transmisión Zonal, cuando corresponda. | Se acoge parcialmente | <p>Se acoge parcialmente la observación. Se ajusta la redacción del artículo en el sentido de asegurar que el ICC sea explícito respecto de la capacidad de inyección autorizada derivada de los estudios de conexión, incluyendo las limitaciones técnicas que correspondan. En consecuencia, el literal I) del Artículo 3-38 queda de la siguiente manera: "[...] I) Conclusiones respecto al cumplimiento a las exigencias establecidas en la normativa vigente, para cada uno de los estudios de conexión. Adicionalmente, deberá indicar la capacidad de inyección autorizada del PMGD, incluyendo aquellas limitaciones producto de las congestiones a nivel de Transmisión Zonal, cuando corresponda. [...]".</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|--|
| 146 | Enel Distribución Chile S.A. | 3-43 | <p>El 3er párrafo del Art. 3-43 señala:</p> <p>"El Informe de Costos de Conexión deberá incluir los costos asociados a las instalaciones y equipamientos mínimos para la adecuada coordinación entre el PMGD y la Empresa Distribuidora."</p> <p>No obstante, la incorporación de dichos elementos debe estar sujeta a que no se vean comprometidas las condiciones de seguridad, continuidad y calidad del servicio de distribución, las cuales son responsabilidad exclusiva de la Empresa Distribuidora conforme al marco normativo vigente.</p> <p>Por lo tanto, se propone incorporar una condición explícita que resguarde la integridad y operación segura de las redes de distribución.</p> | <p>El Informe de Costos de Conexión deberá incluir los costos asociados a las instalaciones y equipamientos mínimos para la adecuada coordinación entre el PMGD y la Empresa Distribuidora, garantizando las exigencias de seguridad y calidad del servicio.</p> | No se acoge | <p>No se acoge la observación. La incorporación solicitada es innecesaria, toda vez que el inciso primero del artículo 89° del Reglamento ya establece explícitamente que las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes deben ser determinadas considerando los requerimientos necesarios para mantener los estándares de seguridad y calidad de suministro establecidos por la normativa vigente.</p> |
| 147 | Enel Distribución Chile S.A. | 3-43 | <p>El 3er párrafo del Art. 3-43 señala:</p> <p>"Dichos costos deben cubrir lo necesario para garantizar que las inyecciones horarias se ajusten a los bloques horarios consignados, así como para permitir el monitoreo y control por parte de la Empresa Distribuidora."</p> <p>Al respecto, existen costos de la Empresa Distribuidora correspondientes a costos de operación que deben ser considerados, ya que están directamente relacionados con el cumplimiento de las exigencias establecidas en dicho artículo. Estos incluyen, sistemas de supervisión y control que permiten verificar en tiempo real el comportamiento de las inyecciones horarias y su ajuste a los bloques definidos, recursos humanos, infraestructura tecnológica, protocolos de comunicación y</p> | <p>Dichos costos deben cubrir lo necesario para garantizar que las inyecciones horarias se ajusten a los bloques horarios consignados, así como para permitir el monitoreo y control por parte de la Empresa Distribuidora. Lo anterior debe considerar tanto los costos operativos como el costo del equipamiento correspondiente.</p> | No se acoge | <p>Se solicita ver respuesta tipo "Actividades asociadas al monitoreo y control del PMGD"</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|----------------------|
| | | | coordinación, mecanismos de reporte que respalden el cumplimiento regulatorio ante la autoridad correspondiente. Se requiere considerar, en el ámbito del monitoreo y control, la inclusión del equipamiento necesario junto con los costos operativos incurridos por la Empresa Distribuidora. | | | |
| 148 | Enel Distribución Chile S.A. | 3-47 | Se solicita rectificar palabra con error tipográfico, incluyendo "de la misma". | El Coordinador, considerando los estudios técnicos que adviertan de una posible congestión en las instalaciones de transmisión zonal conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución o en la subestación primaria de la misma.. | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 180 |
| 149 | Enel Distribución Chile S.A. | 3-48 | <p>El 3er párrafo del Art. 3-48 señala:</p> <p>"El Coordinador deberá considerar en su evaluación, al menos, los siguientes escenarios: un escenario real considerando a todos los PMGD que ya han iniciado su Puesta en Servicio, un escenario proyectado que considere a todos los PMGD que cuenten con Declaración en Construcción vigente y un escenario más exigente que considere a todos los PMGD con ICC vigente."</p> <p>En este contexto, corresponde que el Coordinador incorpore tanto los PMGD como el equipamiento de generación, considerando el marcado incremento en las solicitudes de Netbilling de 300 kW y su efecto sustancial sobre la red eléctrica.</p> | El Coordinador deberá considerar en su evaluación, al menos, los siguientes escenarios: un escenario real considerando a todos los PMGD y los Equipamiento de Generación que ya han iniciado su Puesta en Servicio, un escenario proyectado que considere a todos los PMGD y los Equipamiento de Generación que cuenten con Declaración en Construcción vigente y un escenario más exigente que considere a todos los PMGD con ICC vigente y los Equipamiento de Generación con solicitud aprobada. | No se acoge | Ver respuesta ID 38 |
| 150 | Enel Distribución Chile S.A. | 7-6 | Corregir error tipográfico | La capacidad de estas deberá estar dimensionada para operar toda la Instalación de Conexión, incluidos todos los elementos secundarios, protecciones y auxiliares... | Se acoge | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|---|
| 151 | Enel Distribución Chile S.A. | 7-8 | <p>El 1er párrafo del Art. 7-8 señala: "Las Empresas Distribuidoras deberán definir las características técnicas de los equipos de control y monitoreo para un PMGD. Además, deberán establecer los protocolos de comunicaciones necesarios para asegurar que dichos equipos se integren adecuadamente a sus centros de control, a efectos de gestionar y operar adecuadamente la red de distribución y la instalación de conexión del PMGD."</p> <p>De acuerdo con lo establecido, es fundamental que la Empresa Distribuidora defina las características del reconector, dado que este dispositivo constituye el punto de instalación del sistema de monitoreo y control del PMGD. La validación técnica del reconector por parte de la Distribuidora garantiza la compatibilidad con los protocolos de comunicación definidos, así como su integración efectiva con los sistemas SCADA del centro de control. Esta aprobación es clave para asegurar la correcta operación de la red de distribución y la supervisión en tiempo real de la instalación de conexión del PMGD.</p> | Las Empresas Distribuidoras deberán definir las características técnicas de los equipos de control monitoreo y reconector para un PMGD. Además, deberán establecer los protocolos de comunicaciones necesarios para asegurar que dichos equipos se integren adecuadamente a sus centros de control, a efectos de gestionar y operar adecuadamente la red de distribución y la instalación de conexión del PMGD. | No se acoge | Lo observado no corresponde a la materia que trata el Capítulo 3 de la presente Norma Técnica. Sin embargo, en el Artículo 7-9 de la presente norma técnica se establece explícitamente que el diseño y construcción de la instalación de conexión, la cual incluye al interruptor de acoplamiento, deben ser acorde a lo señalado en el Artículo 1-4. Por tanto, el sentido de lo planteado por el observante ya se encontraría recogido en la presente norma técnica. |
| 152 | Enel Distribución Chile S.A. | 8-9 | <p>El tercer párrafo del Art. 8-9 señala: "Las pruebas de puesta en servicio que se aplicarán a cada equipo serán las siguientes:"</p> <p>Al respecto, se observa que el listado de pruebas propuesto incorpora nuevas exigencias que no necesariamente aplican de forma universal a todos los PMGD, sino que dependen de las características técnicas particulares de cada proyecto. Por ejemplo, no todos los PMGD cuentan con sistemas de reconexión automática, por lo que exigir pruebas asociadas a dicha funcionalidad en todos los casos podría resultar inaplicable o</p> | Las pruebas de puesta en servicio que se aplicarán a cada equipo serán las siguiente, según corresponda a las características técnicas del PMGD: | No se acoge | Lo observado no corresponde a la materia que trata el Capítulo 3 de la presente Norma Técnica. Sin perjuicio de lo anterior, se aclara que el Artículo 8-21 de la presente norma aplica solo a PMGD que cuenten con reconexión automática. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|--|
| | | | <p>redundante.</p> <p>En este sentido, se solicita explicitar que el listado de pruebas corresponde a un conjunto de pruebas potenciales, cuya aplicación efectiva dependerá de la configuración y equipamiento específico de cada PMGD. Esta precisión permitiría una implementación más coherente con la realidad técnica de los proyectos y evitaría interpretaciones que deriven en exigencias innecesarias o no pertinentes.</p> | | | |
| 153 | Enel Distribución Chile S.A. | 9-16 | Corregir error tipográfico | Los resultados de esta verificación deberán quedar documentados en un informe técnico oficial que deje constancia de los hallazgos y de las acciones tomadas. | Se acoge | |
| 154 | Enel Distribución Chile S.A. | 10-3 | <p>El Art. 10-3 señala: "Los PMGD que aún no cuenten con el equipamiento necesario para realizar el monitoreo y control de sus proyectos, deberán cumplir con las nuevas disposiciones establecidas en la presente norma técnica. Para lo anterior, se les otorgará el plazo de un año desde la publicación de la presente norma para implementar el equipamiento requerido y cumplir con dichas exigencias"</p> <p>Al respecto, se propone incorporar al final del párrafo la siguiente frase: "y asimismo cumplir con los estándares constructivos empleados por la Empresa Distribuidora."</p> <p>Esto con el objetivo de reforzar la necesidad de que los PMGD, además de implementar el equipamiento requerido para monitoreo y control, lo hagan conforme a los criterios técnicos y constructivos definidos por la Empresa Distribuidora. Esta incorporación permite asegurar la compatibilidad física y operativa de las instalaciones con la</p> | <p>Los PMGD que aún no cuenten con el equipamiento necesario para realizar el monitoreo y control de sus proyectos, deberán cumplir con las nuevas disposiciones establecidas en la presente norma técnica. Para lo anterior, se les otorgará el plazo de un año desde la publicación de la presente norma para implementar el equipamiento requerido y cumplir con dichas exigencias, y asimismo cumplir con los estándares constructivos empleados por la Empresa Distribuidora.</p> | No se acoge | Lo observado no corresponde a la materia que trata el Capítulo 3 de la presente Norma Técnica. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|--|
| | | | infraestructura existente, facilitar la integración segura a la red de distribución | | | |
| 156 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 3-18 | La Tabla 2 define horas de salida y puesta de sol según zona geográfica. Sin embargo, como esta información se utiliza directamente para el cálculo de flujo de potencia en transmisión zonal, es importante definir correctamente las horas de sol durante el día, las cuales varían significativamente a lo largo del año. Para establecer un análisis de congestión más dinámico, que permita determinar de manera más exacta las condiciones de generación y demanda en las instalaciones de transmisión zonal, maximizando así el uso eficiente de las instalaciones existentes, creemos que se deberían establecer diferencias estacionales, en las que, al menos, se diferencie entre horas de salida y puesta de sol en meses de verano y meses de invierno. | Para cada zona geográfica, definir cuatro columnas: “Hora de Salida – Verano”, “Hora de Salida – Invierno”, “Hora Puesta – Verano”, “Hora Puesta – Invierno”. Donde los meses de verano correspondan a enero, febrero, marzo, octubre, noviembre y diciembre; y los meses de invierno correspondan a abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre. | No se acoge | No se acoge la observación. Lo solicitado implica una modificación de los parámetros estructurales para la realización de los estudios de conexión. Si bien la propuesta sugiere beneficios en cuanto a la eficiencia del uso de las redes, su implementación requeriría determinar parámetros estandarizados que reflejen con precisión los umbrales de radiación solar para cada zona geográfica. Sin embargo, el planteamiento del observante no proporciona una metodología técnica que permita determinar con exactitud los horarios de salida y puesta de sol por estación, información indispensable para la modificación solicitada. |
| 157 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 3-27 | En la evaluación de coincidencias horarias en Redes de Distribución, en B2 y B6 se debe evaluar la coincidencia de generación de PMGD solares sin almacenamiento con las inyecciones de PMGD con componente de almacenamiento. En caso de existir coincidencias, se deberá aplicar un factor de seguridad de 20% por sobre la potencia máxima registrada o prevista que debe ser considerada como aporte de centrales PMGD fotovoltaicas sin almacenamiento. Incluir esta potencia coincidente por parte de los PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento dentro de la evaluación los niveles de carga del alimentador para la totalidad del bloque horario N°2 y/o N°6 implica asumir que dicha coincidencia se extiende por las 4 horas de duración de cada | Se propone que exclusivamente para los PMGD con almacenamiento que pretendan restringir sus inyecciones en los bloques horarios N°2 y/o N°6, se analice la coincidencia con generación PMGD fotovoltaica sin almacenamiento de manera horaria, diferenciando los datos de demanda y generación según meses de invierno y verano definidos en la tabla 2, permitiendo que en las horas y meses del año en que se detecten coincidencias, estos proyectos puedan incorporar mecanismos de limitación de inyección ajustados a los horarios de coincidencia con el objetivo de evitar sobrecargas en la red y congestiones en transmisión zonal. | No se acoge | No se acoge la observación. En cuanto a la propuesta de realizar un análisis horario, se remite a lo expuesto en la respuesta a la Observación ID 155. Por su parte, respecto a la solicitud de incorporar un análisis estacional, ver los fundamentos expuestos en la respuesta a la Observación ID 156. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|--|
| | | | <p>bloque, lo cual no es cierto, ya que la cantidad de horas de coincidencia depende en gran medida de la zona geográfica y de la estación del año. Asumir que la coincidencia se extiende por la totalidad del bloque genera, por un lado, una subestimación de la capacidad disponible en el alimentador, perjudicando el aprovechamiento de las instalaciones actuales del sistema en términos de utilización eficiente de los recursos. Por otro lado, implica una sobre-reducción injustificada por el lado del operador del proyecto, ya que en las horas sin sol dentro de ambos bloques la inyección del PMGD con componente de almacenamiento podría ser mayor.</p> | | | |
| 158 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 3-27 | <p>Se contempla en el literal d) un margen de seguridad del 20% sobre la potencia máxima determinada con el objeto de resguardar la seguridad y continuidad del suministro, sin embargo no se cuenta con el fundamento técnico que valide dicho porcentaje de margen de seguridad, lo que traduce en una limitación adicional para los PMGD. De contemplarse restricciones adicionales deben ser con el menor impacto posible.</p> | <p>d)En todos los casos anteriores, se aplicará un margen de seguridad del 20% sobre la potencia máxima determinada, cuando sea estrictamente necesario e instruido por el Coordinador, con el objeto de resguardar la seguridad y continuidad de suministro. Este margen no podrá exceder el 5% de la capacidad de inyección autorizada para el PMGD en su respectivo ICC.</p> | No se acoge | <p>La observación no se encuentra debidamente justificada. La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada.</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|--|
| 159 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 3-34 | Se establece que el primer nivel determina si existen congestiones en el transformador de la subestación primaria incluyendo los equipos serie ubicados dentro del recinto. En el diagrama de la Figura 1 se listan elementos series como desconectores de línea, interruptores de potencia y transformadores de corriente, sin embargo, estos deberían quedar especificados también a nivel de texto. Teniendo esto en cuenta, tramos de conductor dentro de la subestación no son considerados equipos, y por lo demás, teniendo en cuenta lo fácil que es reemplazar un tramo de conductor, estos no deberían ser considerados como elementos limitantes a la hora de establecer restricciones de inyección por congestiones en transmisión zonal, sino que deberían quedar sujetos a ser reemplazados a través de la ejecución de obras adicionales propuestas por el proyecto. | (...)Este análisis tendrá dos niveles: el primer nivel determina si existen congestiones en el transformador de la subestación primaria asociado a la conexión del PMGD, incluyendo los equipos serie ubicados dentro del recinto, correspondientes únicamente a desconectores de línea, interruptores de potencia y transformadores de corriente; el segundo nivel verifica si existen congestiones en la línea de transmisión zonal que representen un nivel de adyacencia aguas arriba del mismo transformador. (...) | No se acoge | No se acoge la observación. Si bien el observante argumenta la facilidad técnica de reemplazar un conductor, indicando que: "[...]Teniendo esto en cuenta, tramos de conductor dentro de la subestación no son considerados equipos, y por lo demás, teniendo en cuenta lo fácil que es reemplazar un tramo de conductor, estos no deberían ser considerados como elementos limitantes a la hora de establecer restricciones de inyección por congestiones en transmisión zonal, sino que deberían quedar sujetos a ser reemplazados a través de la ejecución de obras adicionales propuestas por el proyecto.[...]", el Reglamento establece que la posibilidad de ejecutar Obras Adicionales, Ajustes o Adecuaciones derivadas de los Estudios de Conexión, se circunscribe exclusivamente al ámbito de la Red de Distribución. En consecuencia, no se pueden considerar obras adicionales en el Sistema de Transmisión Zonal bajo el procedimiento de conexión de PMGD. |
| 160 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 3-34 | En PMGD que tengan influencia en el horario nocturno y se verifique coincidencia horaria con proyectos que operan en los bloques N°2 y/o N°6, el análisis nocturno deberá extenderse a los respectivos bloques de coincidencia, considerando la máxima inyección coincidente registrada o prevista, incrementada en un 20% de margen. Al igual que en el análisis de capacidad del alimentador, incluir la potencia coincidente por parte de los PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento dentro de la evaluación del flujo de potencia en instalaciones de transmisión zonal de nivel 1 y nivel 2, para la totalidad del bloque horario N°2 y/o N°6, implica asumir que dicha coincidencia se | En caso de que los estudios de conexión del PMGD en análisis identifiquen coincidencia de generación con otros PMGD fotovoltaicos que cuenten con un ICC vigente o se encuentren en operación, en los bloques B2 y/o B6, deberá aplicarse una fórmula que permita diferenciar el flujo de potencia en cada hora correspondiente al bloque horario, considerando generación PMGD fotovoltaica sin almacenamiento sólo en los horarios y meses correspondientes de acuerdo a la Tabla 2. En el caso de que alguno de estos valores calculados $P(TxZ)$ nochei, $P(TxZ)_{diai}$ ó $P(TxZ)$ Bloque ki (análisis horario) excedan la capacidad máxima de alguno de los elementos de menor capacidad del Sistema de | No se acoge | La observación no se acoge. En cuanto a la propuesta de análisis horario se solicita ver respuesta ID 155. Asimismo, en cuanto al análisis estacional solicitado ver respuesta ID 156. |


| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|---|
| | | | <p>extiende por las 4 horas de duración de cada bloque, lo cual no es cierto, ya que la cantidad de horas de coincidencia depende en gran medida de la zona geográfica y de la estación del año. Asumir que la coincidencia se extiende por la totalidad del bloque genera, por un lado, una subestimación de la capacidad disponible en las instalaciones de transmisión zonal, perjudicando el aprovechamiento de las instalaciones actuales del sistema en términos de utilización eficiente de los recursos, pudiendo incluso promover obras de expansión de transmisión pagadas por propietarios de PMGD (ley de transición energética) injustificadas. Por otro lado, implica una sobre-reducción injustificada por el lado del operador del proyecto, ya que en las horas sin sol dentro de ambos bloques la inyección del PMGD con componente de almacenamiento podría ser mayor.</p> | <p>Transmisión Zonal, en cualquiera de los dos niveles, se entenderá que existe una congestión en Transmisión Zonal y, por tanto, se deberán aplicar las medidas correspondientes al PMGD en estudio, conforme a lo establecido en el Artículo 3-35 de la presente norma técnica. En el caso de que se detecten excesos en la capacidad máxima de alguno de los elementos de menor capacidad del Sistema de Transmisión Zonal, en cualquiera de los dos niveles, debido al análisis horario del flujo de potencia en el bloque N°2 y/o N°6, para meses de invierno y/o verano, se entenderá que existe una congestión en Transmisión Zonal en dichos escenarios en específico y, por tanto, se deberán aplicar las medidas correspondientes al PMGD en estudio en los escenarios que corresponda, conforme a lo establecido en el Artículo 3-35 de la presente norma técnica.</p> | | |
| 161 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 3-34 | <p>En concordancia con la observación al artículo 3-27, se debe ajustar el factor de seguridad en los terminos solicitados.</p> | <p>[...] En tal situación, el análisis de coincidencia debe considerar la máxima inyección registrada o prevista, incrementada con un factor de seguridad máximo de 5% cuando sea necesario e instruido por el Coordinador, conforme a lo señalado en el Artículo 3-27.</p> | No se acoge | <p>La observación no se encuentra debidamente justificada. La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada. Sin embargo, se aclara que el análisis de congestión corresponde a una medida preventiva y no a una verificación operacional que deba realizar el Coordinador.</p> |
| 162 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 3-35 | <p>Al diferenciar el análisis de congestión en los bloques N°2 y/o N°6 cuando se detecten coincidencias de generación, detallando el análisis a nivel de horas y según el mes del año, se debe también adecuar el Art. 3-35 para que cuando se adviertan posibles congestiones que dependen de la hora y los meses del año.</p> | <p>En caso de que las etapas revisadas, señaladas anteriormente, advirtieran de una posible congestión en las instalaciones de transmisión zonal, ya sea en los elementos serie conectados a la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD, o bien aguas arriba de esta, en horario diurno, nocturno, o en alguna de las horas correspondientes a los bloques horarios N°2 y/o N°6, la capacidad de inyección del PMGD deberá ser limitada para evitar dicha congestión, en los escenarios de operación</p> | No se acoge | <p>La observación no se acoge. En cuanto a la propuesta de análisis horario se solicita ver respuesta ID 155. Asimismo, en cuanto al análisis estacional solicitado ver respuesta ID 156.</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|---|
| | | | | que corresponda. Esta restricción deberá quedar consignada en el ICC, junto con los escenarios de operación específicos bajo los cuales se deben aplicar, es decir, horario y meses del año, y será condición obligatoria de operación para permitir la conexión y operación del PMGD en la red de distribución. (...) | | |
| 163 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 3-35 | En concordancia con la observación al artículo 3-27, se debe ajustar el factor de seguridad del 20% en los terminos solicitados. | En conclusión, cuando se detecten coincidencias horarias con proyectos que operen en los bloques B2 o B6, se deberá aplicar la fórmula ajustada en el presente artículo, considerando los valores de inyección coincidente en dichos bloques, más el margen de seguridad máximo de 5 % cuando sea necesario e instruido por el Coordinador. | No se acoge | La observación no se encuentra debidamente justificada. La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada. |
| 164 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 3-40 | La propuesta contempla que las empresas distribuidoras deberán adjuntar un Convenio de Operación cuando corresponda, pero no se indica la oportunidad de aquello, por lo que se solicita para efectos de certeza regulatoria se indique expresamente la oportunidad del respectivo convenio. | N/A | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 165 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|--|
| 165 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 3-41 | Se indica que los convenios de operación deberán mantenerse en forma pública, pero no se indica periodicidad en su publicación y el medio para ello, por lo que se sugiere redacción ad hoc. | El Convenio de Operación deberá ser publicado en el sitio web de la empresa distribuidora, lo que deberá actualizarse los primeros 5 días hábiles de cada mes, y no podrá contener elementos diferenciados para cada PMGD, exceptuando aquellos que respondan a las características particulares de cada proyecto, asegurando que dicha distinción no sea arbitraria ni discriminatoria. | Se acoge parcialmente | Lo observado no corresponde a la materia que trata el Artículo 3-41 de la presente Norma Técnica. Sin perjuicio de lo anterior, se ajusta la redacción en el Artículo 3-40 en el siguiente sentido: "[...] Cada Empresa Distribuidora deberá disponer de un formato de Convenio de Operación de forma pública, el cual no podrá contener elementos diferenciados para cada PMGD, exceptuando aquellos que respondan a las características particulares de cada proyecto, asegurando que dicha distinción no sea arbitraria ni discriminatoria. El Convenio de Operación suscrito entre las partes será parte integral del ICC, por lo que su entrega firmada deberá realizarse junto a la manifestación de conformidad de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3-12. La Superintendencia podrá, en el ámbito de sus facultades, fiscalizar que el convenio en cuestión sea uniforme y no discriminatorio para cada PMGD." Asimismo, en el Artículo 2-3 Alcance de Información Técnica de las redes de distribución se incluye un nuevo numeral en el siguiente sentido: "[...] xxv) El formato del Convenio de Operación señalado en el Artículo 3-40, el cual deberá estar disponible en un formato editable para su descarga. [...]". |
| 166 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 3-42 | En homologación con la observación anterior, se sugiere redacción respecto a la publicidad del convenio de operación | En aquellos casos en que el Coordinador comunique a la Empresa Distribuidora y el PMGD el levantamiento de la restricción señalada en el Artículo 3-50, esta condición de operación deberá ser anexada al respectivo ICC. Además, cuando corresponda, se deberán actualizar las condiciones de operación del PMGD en el Convenio de Operación asociadas al levantamiento de la restricción, lo que | No se acoge | Ver respuesta ID 165 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|---|
| | | | | deberá ser publicado en los terminos de los artículos 3-40 y 3-41. | | |
| 167 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 3-48 | En todos los escenarios evaluados el Coordinador deberá identificar si existe o no congestión y cuantificar la potencia que cada PMGD podría ver limitada. Como parte de los resultados del Estudio, se deberá incluir una carta operativa de inyecciones reducidas para cada escenario y de acuerdo con la estacionalidad del año. A esto se le debe agregar que se deberá especificar las horas en que se limitan las inyecciones del PMGD en caso de que se traten de congestiones ocasionadas por operación en los bloques horarios N°2 y/o N°6, y que la estacionalidad del año se aplica de acuerdo con lo indicado en la Tabla 2 del artículo 3-18. | Detallar que se deberá especificar las horas en que se limitan las inyecciones del PMGD en caso de que se traten de congestiones ocasionadas por operación en los bloques horarios N°2 y/o N°6, y que la estacionalidad del año se aplica de acuerdo con lo indicado en la Tabla 2 del artículo 3-18. | No se acoge | No se acoge la observación. En cuanto a la propuesta de análisis horario, se remite a lo expuesto en la respuesta a la Observación ID 155. Asimismo, respecto al análisis estacional solicitado, ver los fundamentos en la respuesta a la Observación ID 156. |
| 168 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 3-53 | Respecto al proceso de conexión al SEN, se constata que la condiciones que dieron origen a las limitaciones de inyección consignadas en el ICC cambiaron, el Coordinador podrá cambiar dichas medidas lo que será informado a las partes para efectos de su consideración en la operación del PMGD, por lo que se solicita que ello quede consignado a su vez en el ICC y en el convenio de operación respectivo. | Adicionalmente, si durante el proceso de verificación para la PES, se constata que las condiciones que dieron origen a las limitaciones de inyección consignadas en el ICC cambiaron, el Coordinador podrá aplicar las medidas temporales para el levantamiento de restricciones de inyección, conforme a lo establecido en el Título 3-8 de la presente norma técnica. Estas medidas serán informadas tanto al PMGD como a la Empresa Distribuidora, a efectos de su consideración en la operación del PMGD, lo que deberá quedar reflejado en el ICC como en el convenio de operación respectivo. | No se acoge | Lo planteado por el observante se encuentra establecido en el inciso final del Artículo 3-42 de la presente norma técnica. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|--|
| 172 | Administradora D'E Capital S.A. | 3-29 | <p>Los artículos 3-29 y 10-1 propuestos genera un grave perjuicio para los proyectos en operación o con ICC vigentes y declarados en construcción con anterioridad a la NTCO 2024 ("PMGD Preexistentes"), los que realizaron sus estudios de conexión y financiaron Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes bajo un marco normativo que exigía evaluar el escenario más desfavorable: máxima inyección (24/7) frente a mínima demanda. Esto implicó costear refuerzos de red dimensionados para una operación sin restricciones horarias, creando un derecho adquirido y una confianza legítima sobre la disponibilidad de esa capacidad de red en todo momento, incluido el horario nocturno.</p> <p>El problema radica en que, para añadir sistemas de almacenamiento a los PMGD Preexistentes, estos proyectos se ven en la obligación de presentar una nueva Solicitud de Conexión (SCR) sin que se les reconozcan sus derechos preexistentes ni la inversión realizada en la red, aplicandose la nueva normativa de manera retroactiva sin considerar las disposiciones normativas vigentes al momento de solicitarse los ICC originales y en base de las cuales se realizaron los estudios para determinar las obras adicionales necesarias. En consecuencia, al hacerlo, entran a una fila de espera en estricto orden de llegada, compitiendo con proyectos completamente nuevos que pueden solicitar la capacidad nocturna de la red. Esto crea una "carrera por la capacidad", donde los proyectos nuevos podrían adjudicarse el espacio nocturno antes de que los proyectos preexistentes, que ya tramitaron sus permisos correspondientes, y pagaron por esa</p> | <p>Añadir al final del Artículo 3-29:</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, los PMGD cuyo Informe de Criterios de Conexión (ICC) fue otorgado en conformidad con la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD del año 2019 gozarán de un derecho prioritario para la incorporación de componentes de almacenamiento de energía sin aumentar la capacidad de inyección máxima en MW originalmente aprobada, según el mecanismo y plazo establecidos en el Artículo 10-1 de las Disposiciones Transitorias de la presente norma.</p> | No se acoge | <p>La observación no se acoge. Lo planteado por el observante excede el Reglamento ya que intenta convertir un cambio significativo en un derecho adquirido. Al respecto, el Reglamento define que se entenderá como cambio significativo modificaciones relevantes que pueden implicar un impacto relevante en el sistema eléctrico. Asimismo, indica que las modificaciones relevantes deben someterse a los procedimientos establecidos en los Capítulos 2, 3 y 4 del Título II del presente reglamento, lo que incluye la realización de Estudios de Conexión. Si bien el ICC del proyecto original validó la seguridad de las redes para un perfil de generación de acuerdo con la tecnología del proyecto, al modificar el proyecto a uno con componente de almacenamiento, las condiciones de seguridad podrían cambiar significativamente. Adicionalmente, la propuesta incumple lo establecido en el Artículo 3-5 Orden de resolución de SCR de la presente norma técnica, lo que afectaría a otros desarrolladores de PMGD actualmente en trámite.</p> <p>La norma ya ofrece una solución equilibrada en el Artículo 3-29 ya que si la revisión preliminar demuestra que la inclusión de almacenamiento no requiere nuevas obras, el trámite es expedito (2 meses) sin modificar la prelación.</p> |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--------------------|--|---------------|
| | | | <p>capacidad, puedan formalizar su modificación.</p> <p>Si bien la "vía rápida" de dos meses propuesta en el Artículo 3-29 es un avance, sólo agiliza la tramitación una vez que llega el turno del proyecto, pero no le otorga prioridad a los PMGD Preexistentes, ni reconoce sus derechos sobre la posibilidad de optar por incluir almacenamiento, dentro de un plazo determinado, luego del cual podría abrirse el espacio a proyectos sin inversión ni derechos anteriores sobre el punto de conexión. La falta de prioridad antes indicada es una clara vulneración a los principios de seguridad jurídica, confianza legítima y los derechos adquiridos, desincentivando la modernización de activos ya existentes.</p> | | | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|---|
| 177 | AngloAmerican Sur S.A. | 3-32 | En el segundo párrafo del artículo se indica que en el caso en que no se sobrepasen capacidades, se deberá indicar que no se requieren "Obras Adicionales". Esto no es correcto establecerlo acá de esa forma, ya que este estudio sólo es capaz de determinar el equipamiento de maniobras que se puede ver sobrepasado en su nivel de cortocircuito, los conductores no entran en este cálculo y son generalmente lo que están involucrados en las obras nuevas o de refuerzo. | El segundo párrafo del artículo debería decir: En el caso de que no se sobrepasen las capacidades de ruptura, el estudio deberá indicar que no se requieren la realización de reemplazo de equipamiento, como afectación del proyecto. En caso contrario, en el estudio se deberán indicar los ajustes y/o modificaciones necesarias para no sobrepasar el criterio de capacidad de ruptura de los equipos involucrados producto la conexión del PMGD. | No se acoge | No se acoge la observación. El sentido del artículo tiene por objeto verificar que, ante la conexión de un PMGD, no se superen las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción del alimentador. Por lo que, si como resultado del estudio es necesario el reemplazo de alguno de estos equipos, se deberán realizar las obras adicionales correspondientes. Sin perjuicio de lo anterior, se ajusta la redacción en el sentido de precisar la exigencia, a lo siguiente: "[...]En el caso de que no se sobrepasen las capacidades de ruptura, el estudio deberá indicar que no se requieren la realización de Obras Adicionales, derivadas de este estudio . En caso contrario, en el[...]". |
| 178 | AngloAmerican Sur S.A. | 3-34 | En los cálculos asociados a la Potencia en horas sin sol (noche) y con sol (día), se definen $D_{min_{noche}}$ y $D_{min_{día}}$ la se obtiene de cada alimentador conectado al transformador de la subestación primaria en estado normal. Debería establecerse que el valor de demanda mínima de cada alimentador debería obtenerse del registro estadístico de demandas en un periodo anual y utilizarse una probabilidad de excedencia de 3% para establecer el valor mínimo, con ello se eliminan registros nulos de demanda o de probabilidad muy baja de ocurrencia. | Modificar las siguientes definiciones en el cálculo de la Potencia en horas sin sol y con sol: $D_{min_{noche}}$: Demanda mínima, calculada en base al 3% de excedencia del registro de demandas en un el periodo anual más actualizado que se disponga, en horas sin sol, de todos los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación. $D_{min_{día}}$: Demanda mínima, calculada en base al 3% de excedencia del registro de demandas en un el periodo anual más actualizado que se disponga, en horas con sol, de todos los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación. | No se acoge | No se acoge la observación. La observación no se encuentra debidamente justificada. El Artículo 3-28 de la presente norma técnica establece explícitamente que la demanda mínima del alimentador corresponderá al percentil 2% de los datos procesados en condiciones normales de operación. Este criterio ya permite eliminar registros anómalos para el análisis. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|--|
| 179 | AngloAmerican Sur S.A. | 3-36 | Lo que aborda el artículo está ok para el caso en que la Central Generadora propietaria de las instalaciones donde se conectó la Distribuidora, está conectada directamente a instalaciones de servicio público, pero no es correcto el tratamiento si la Central Generadora utiliza instalaciones de transmisión dedicada para conectarse a las instalaciones de servicio público (por ejemplo, una línea de transmisión dedicada), en este caso, el PMGD cuyo ICC establezca que se invierten los flujos, deberá tramitar ante el CEN una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica por las instalaciones dedicadas. | <p>Agregar un nuevo párrafo al artículo, al final de éste, que establezca los siguiente:</p> <p>En el caso que la central generadora utilice instalaciones de transmisión dedicada para su inyección hasta instalaciones de servicio público, el PMGD que en sus estudios para conectarse a la red se determina que invierte el flujo por el transformador de servicios auxiliares, deberá tramitar ante el Coordinador una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible. Sólo con el informe de uso de capacidad técnica que emita el Coordinador, podrá establecerse si se autoriza la inversión de flujo o no y entonces se podrá emitir el ICC correspondiente que establece el nivel máximo de inyección del PMGD.</p> | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Fuera del alcance". Sin perjuicio de lo anterior, se señala que la norma técnica regula la conexión de los PMGD en las redes de distribución y, no necesariamente, la utilización directa o indirecta de las instalaciones del Sistema de Transmisión Dedicado. En cualquier caso, lo que regula este artículo es la consideración de las instalaciones de distribución que se conectan a instalaciones de Servicios Auxiliares de una central generadora y no se refiere al análisis de inversión de flujo en la infraestructura de transmisión de uso dedicado. |
| 180 | AngloAmerican Sur S.A. | 3-47 | En el primero párrafo se insertó la frase "o en la subestación primaria de misma," debe corregirse | La frase a insertar debería ser: "o en la misma subestación primaria, | Se acoge | |
| 181 | AngloAmerican Sur S.A. | 3-48 | <p>En el cuarto párrafo se establece que:</p> <p>En todos los escenarios evaluados el Coordinador deberá identificar si existe o no congestión y cuantificar la potencia que cada PMGD podría ver limitada. Como parte de los resultados del Estudio, se deberá incluir una carta operativa de inyecciones reducidas para cada escenario y de acuerdo con la estacionalidad del año.</p> <p>No debería el Coordinador limitar a los primeros PGMD que entraron a la red de distribución, ya que la congestión se va produciendo con los últimos ingresos de PMGD a la red, en tal sentido, la limitación debería aplicar en orden más reciente de asignación de ICC y luego a los que siguen en</p> | <p>El cuarto párrafo del artículo debería indicar lo siguiente:</p> <p>En todos los escenarios evaluados el Coordinador deberá identificar si existe o no congestión y cuantificar la potencia que se deberá ver limitada. esta limitación se debe aplicar a los PMGD's en orden inverso a la fecha de emisión de los ICC, es decir, el primer PGMD en limitarse deberá ser el que recibió en fecha más tardía su ICC. Como parte de los resultados del Estudio, se deberá incluir una carta operativa de inyecciones reducidas para cada escenario y de acuerdo con la estacionalidad del año.</p> | No se acoge | No se acoge la observación. Lo planteado por el observante hace referencia a la ejecución de la reducción de inyección producto de congestiones, lo cual no es materia del Artículo 3-48. Por otro lado, la propuesta difiere de lo señalado en el Artículo 102° del Reglamento DS N° 88. En cuanto a las modificaciones realizadas al cuarto párrafo del Artículo 3-48, ver respuesta ID 298. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|---|
| | | | orden descendente, es decir, el último ICC entregado a un PMGD identifica al PMGD que primero se debe limitar y así sucesivamente. Hoy se ha visto que hay muchos ICC que están mal calculados, sus estudios no fueron realizados de manera prolija y su efecto se ve en que se han entregado potencias de inyección a PMGD's que en la práctica no deberían tener y eso no debe ser motivo para que se limite a los que entraron primero y correctamente a la red. | | | |
| 182 | AngloAmerican Sur S.A. | 3-48 | Falta abordar el caso en el que el Estudio del Coordinador identifique que debido a una situación temporal, producto de alguna restricción en el sistema de transmisión (por ejemplo, obra de ampliación que desconecta un circuito en una línea, la falta de un transformador de poder por falla o por reemplaza, etc.), se requiera limitar la inyección y en ese caso, la limitación debería ser aplicada a todos los PMGD que influyen en flujo limitado y deberían limitarse a prorrata de las capacidades de cada PMGD (parejo a todo el conjunto de PMGD). | Agregar después del cuarto párrafo del artículo, un nuevo párrafo que indique lo siguiente: En aquellos casos que el Coordinador identifique una limitación temporal en el sistema de transmisión, debido a intervenciones o indisponibilidades que afectan la capacidad de inyección de generación desde la red de distribución, deberá establecer la limitación que se aplicará a todos los PMGD que influyen en la limitación, a prorrata de las capacidades de todos esos PMGD. | No se acoge | La observación no se acoge. Cabe destacar que, el Estudio de Congestionamiento es de carácter estructural y considera, entre otros elementos, el avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, por lo que lo solicitado por el observante se encontraría recogido en la presente norma técnica. Sin perjuicio de lo anterior, las medidas operativas que pueda tomar el Coordinador se encuentran en el ámbito de sus facultades y, en particular, en aquellas establecidas en el Artículo 102 del Reglamento. |


| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|---|
| 183 | AngloAmerican Sur S.A. | 7-17 | Falta una exigencia de que los equipos de protecciones sean capaces de registrar los eventos y del plazo en que esos registros deben permanecer disponibles para ser revisados por la Distribuidora o por el Coordinador ante eventos de falla. | <p>Agregar después del segundo párrafo del artículo, un nuevo párrafo que indique lo siguiente:</p> <p>El equipamiento utilizado para Protección RI deberá contar con la funcionalidad de guardar los registros de operación ante un evento en modalidad de archivos comtrade, donde se pueda evaluar su operación por parte de la Distribuidora o del Coordinador, luego de un evento de falla local o sistémico. El propietario de la Protección RI deberá almacenar esa información por a lo menos 6 meses después de ocurrido un evento y en el caso de ser solicitada por el Coordinador o Distribuidora, deberá permanecer almacenada por a lo menos 12 meses.</p> | Se acoge parcialmente | La observación tiene referencia incorrecta. Sin perjuicio de lo anterior, en el Artículo 7-17 se incorpora un nuevo inciso tercero en el siguiente sentido: "[...] El equipamiento utilizado para la protección RI deberá contar con la funcionalidad de almacenar los registros de operación ante un evento, que permita evaluar su operación por parte de la Empresa Distribuidora o del Coordinador. El PMGD deberá mantener la información almacenada por a lo menos 9 meses después de ocurrido un evento. La Empresa Distribuidora o el Coordinador podrá solicitar la información de los registros en la ventana temporal antes señalada. [...] " |
| 184 | AngloAmerican Sur S.A. | 7-21 | Se debe verificar en las pruebas el correcto registro de la información en los archivos comtrade de la Protección RI | <p>Agregar después del segundo párrafo del artículo, un nuevo párrafo que indique lo siguiente:</p> <p>En las pruebas a realizar, se deberá verificar que los archivos comtrade se han creado correctamente con todas las variables pertinentes, en función del tipo de evento que se prueba.</p> | Se acoge parcialmente | La observación tiene referencia incorrecta. Sin perjuicio de lo anterior, en el Artículo 7-21 se incorpora un nuevo inciso final en el siguiente sentido: "[...] En las pruebas a realizar, se deberá verificar que los archivos de almacenamiento se han creado correctamente con todas las variables pertinentes, en función del tipo de evento que se prueba. [...] ". |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|--|
| 194 | Empresas Eléctricas A.G. | 3-3 | <p>El literal b) del Art. 3-3 señala:</p> <p>"iv.Capacidad Instalada y Capacidad de inyección en MW del proyecto PMGD a conectar.</p> <p>v.Capacidad de inyección de la componente de Almacenamiento asociada al bloque horario solicitado de generación, en caso de que corresponda. Lo anterior de acuerdo a lo definido en el Artículo 1-11.</p> <p>vi.Perfil de generación esperado del proyecto PMGD identificando su componente de generación y de almacenamiento, en caso de que corresponda. Asimismo, se deberán identificar claramente los bloques horarios de generación, en caso de que corresponda."</p> <p>Sin embargo, se identifican las siguientes oportunidades de mejora:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Punto iv: No se define con claridad qué se entiende por "Capacidad Instalada", lo que puede generar ambigüedad respecto a si se refiere a paneles, inversores, transformadores u otros componentes. • Punto v: No se especifica con precisión qué se entiende por "capacidad de inyección de almacenamiento", ni se indica si debe expresarse en potencia (MW) o energía (MWh). • Punto vi: No se detallan los requisitos técnicos del perfil de generación esperado, ni se exige que los bloques horarios solicitados se utilicen con la potencia máxima proyectada, lo que puede afectar la consistencia entre el diseño del proyecto y su operación. | <p>Se solicita modificar literales iv a viii según lo siguiente:</p> <p>iv. Capacidad Instalada <u>del generador primario expresada en MVA</u>, y Capacidad de inyección <u>del proyecto PMGD a conectar expresada en MW</u>.</p> <p>v. Capacidad de inyección de la componente de Almacenamiento asociada al bloque horario solicitado de generación, <u>expresada en MW</u>.</p> <p>vi. <u>Capacidad de almacenamiento de los equipos de Almacenamiento asociada al bloque horario solicitado de generación, expresada en MWh, en caso de que corresponda. Lo anterior de acuerdo a lo definido en el Artículo 1-11.</u></p> <p>vii. <u>Autonomía de la componente de almacenamiento, expresada en horas.</u></p> <p>viii. Perfiles de generación <u>e inyección</u> esperados del proyecto PMGD, identificando <u>claramente las</u> componentes de generación y almacenamiento, en caso de que corresponda. <u>Estos perfiles deberán guardar consistencia con el diseño de la central y la potencia solicitada, especialmente en relación con los bloques horarios definidos, los cuales deberán considerar la potencia máxima proyectada.</u></p> | Se acoge parcialmente | <p>La observación se acoge parcialmente. Se ajusta el artículo en el siguiente sentido: [...]</p> <p>conexión.</p> <p>iv. Capacidad Instalada en MW del proyecto PMGD a conectar, considerando su componente de generación y su componente de almacenamiento, en caso de que corresponda.</p> <p>v. Capacidad de inyección en MW del proyecto PMGD a conectar.</p> <p>vi. Capacidad de inyección de la componente de Almacenamiento asociada al bloque horario solicitado de inyección, expresada en MWh, en caso de que corresponda. Lo anterior de acuerdo a lo definido en el Artículo 1-11.</p> <p>vii. Perfil de generación esperado del proyecto PMGD identificando su componente de generación y de almacenamiento, en caso de que corresponda. Asimismo, se deberán identificar claramente los bloques horarios de generación, en caso de que corresponda.</p> <p>viii. Indicar si el PMGD operará como Autoproducción. [...]</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|--------------------|
| 195 | Empresas Eléctricas A.G. | 3-7 | <p>El literal f) del Art. 3-7 señala:</p> <p>"ii. En el caso de PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento que, a la fecha de presentada la respuesta a la SCR, se encuentren en operación por un período inferior a 12 meses o que cuenten únicamente con ICC aprobado o en proceso de aprobación, el perfil de generación declarado en la respectiva SCR.</p> <p>iii. En el caso de PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento que, a la fecha de presentada la respuesta a la SCR, cuenten con un ICC vigente, estén limitados, o tengan menos de 12 meses de operación, una estimación de la potencia máxima a inyectar en los bloques horarios B2 y B6, en caso de verificarse coincidencias. Esta estimación deberá realizarse considerando la tecnología de cada proyecto."</p> <p>El artículo establece los elementos que debe contener la respuesta de la Empresa Distribuidora a una SCR. Sin embargo, se identifican las siguientes oportunidades de mejora:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Literal ii: Remite al "perfil de generación declarado en la SCR", pero no establece un formato mínimo ni criterios de calidad. Esto puede invalidar simulaciones si el perfil no es representativo o viene en formatos dispares. Se propone explicitar su uso para estudios técnicos y estandarizar su formato y validación. • Literal iii: Solicita una "estimación" de potencia máxima a inyectar sin especificar metodología, jerarquía de datos, supuestos ni controles de calidad. Esto dificulta la comparabilidad entre proyectos y la revisión | <p>Se solicita modificar los literales ii y iii, y además agregar nuevo literal iv a letra f):</p> <p>"ii. En el caso de PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento que, a la fecha de presentada la respuesta a la SCR, se encuentren en operación por un período inferior a 12 meses o que cuenten únicamente con ICC aprobado o en proceso de aprobación, <u>se deberá presentar un perfil de generación con resolución de 15 minutos, el cual será utilizado para los estudios técnicos. Este perfil deberá cumplir con los requisitos de formato y calidad definidos por la Superintendencia.</u></p> <p>iii. En el caso de PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento que, a la fecha de presentada la respuesta a la SCR, cuenten con un ICC vigente, estén limitados, o tengan menos de 12 meses de operación, <u>se deberá presentar una estimación de la potencia máxima a inyectar en los bloques horarios B2 y B6, en caso de verificarse coincidencias. Esta estimación deberá realizarse considerando la tecnología de cada proyecto y su metodología quedará definida de la siguiente forma:</u></p> <p><u>a) Para proyectos con ICC vigente y sin historial de operación: se utilizará el perfil de generación declarado en la respectiva SCR, ajustado a la capacidad de inyección autorizada en el ICC y aplicando factores de capacidad típicos para la tecnología y zona geográfica.</u></p> <p><u>b) Para proyectos con limitación de inyección: se considerará el valor de la limitación establecida en el ICC o en los instrumentos operativos correspondientes.</u></p> <p><u>c) Para proyectos con menos de 12 meses de operación: se utilizarán los datos de generación real disponibles, complementados</u></p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID53 |


| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|--|
| | | | <p>técnica. Se propone explicitar el procedimiento, fuentes, formato y validaciones de dicha estimación.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nuevo literal iv: Se propone agregar información sobre el procedimiento y factibilidad de aplicar supresión de inyecciones en los bloques horarios B2 y B6, como medida de coordinación operativa. | <p><u>con el perfil de generación declarado en la SCR para las horas faltantes, aplicando un factor de ponderación que refleje la confiabilidad de los datos medidos frente a los proyectados.</u></p> | | |
| 196 | Empresas Eléctricas A.G. | 3-14 | <p>Según el Art. 3-14:</p> <p>Se debería incluir la comunicación y autorización de la Superintendencia, ya que oficialmente desde septiembre de 2024 las centrales PMGD deben mediante el Instalador Eléctrico Certificado realizar la Declaración TE7 respectiva.</p> | <p>Se solicita agregar lo siguiente:</p> <p>"Dentro de la vigencia del ICC, y previo a la conexión del PMGD, una vez presentada la comunicación y aprobación (TE7) de interconexión a la Superintendencia y obtenida la autorización por parte del Coordinador para el inicio de la etapa de puesta en servicio,"</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...]Dentro de la vigencia del ICC, y previo a la conexión del PMGD, una vez presentada la comunicación de interconexión a la Superintendencia y una vez obtenido el TE-7, y obtenida la autorización por parte del Coordinador para el inicio de la etapa de puesta en servicio, el propietario u operador del PMGD deberá notificar la conexión a la Empresa Distribuidora [...]"</p> |
| 197 | Empresas Eléctricas A.G. | 3-14 | <p>El inciso iii del literal b) del Art. 3-14 señala:</p> <p>"iii. Comunicación de interconexión del PMGD realizada ante la Superintendencia;"</p> <p>Para evitar confusión sobre la comunicación, se propone especificar que corresponde a la Declaración TE7 según lo dispuesto en el ORD de fecha septiembre 2024.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>iii. Comunicación de interconexión del PMGD realizada ante la Superintendencia, <u>Declaración y aprobación TE7 en conformidad con el artículo 3-52 de la presente norma técnica.</u></p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...]iii. Comunicación de interconexión del PMGD realizada ante la Superintendencia, una vez obtenido el TE-7; [...]"</p> |
| 198 | Empresas Eléctricas A.G. | 3-18 | <p>Según el Art- 3.18:</p> <p>Se establece una metodología detallada para verificar que la potencia a inyectar por un PMGD no exceda la capacidad de diseño del alimentador, considerando la demanda mínima y la inyección de otros GD y EG conectados o previstos. Sin embargo, no se aborda explícitamente la coincidencia horaria entre la inyección de Equipamientos de Generación (EG) y los PMGD, lo cual puede afectar significativamente la precisión del</p> | <p>Se solicita agregar el siguiente párrafo:</p> <p><u>" Para efectos del cálculo de la capacidad de inyección disponible en el alimentador (LCEAlimentador), se deberá considerar la coincidencia horaria entre la inyección de los Equipamientos de Generación (EG) y los PMGD, en función de los bloques horarios definidos en el Artículo 1-11. En particular, se deberá identificar y cuantificar la inyección simultánea en los bloques B2 y B6, cuando corresponda,</u></p> | No se acoge | Ver respuesta ID 38 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|----------------------|
| | | | <p>análisis de capacidad disponible.</p> <p>La omisión de esta coincidencia horaria puede llevar a subestimar el impacto real de la inyección simultánea en tramos críticos del alimentador, especialmente en bloques horarios con alta generación solar o baja demanda.</p> | <p><u>utilizando perfiles de generación representativos o históricos de los EG conectados o previstos.</u></p> <p><u>Esta consideración permitirá una evaluación más precisa del impacto sobre la corriente que circula por el sistema de distribución y evitará sobrecargas en los elementos del alimentador."</u></p> | | |
| 199 | Empresas Eléctricas A.G. | 3-38 | <p>El literal l) señala:</p> <p>"l) Conclusiones respecto al cumplimiento a las exigencias establecidas en la normativa vigente, para cada uno de los estudios de conexión. Adicionalmente, deberá indicar la aprobación de la capacidad de inyección del PMGD, incluyendo aquellas limitaciones producto de las congestiones a nivel de Transmisión Zonal, cuando corresponda."</p> <p>Al respecto, se observa que el texto implica que la Empresa Distribuidora debería comunicar al interesado la aprobación de la capacidad de inyección del PMGD. Sin embargo, este aspecto ya se encuentra abordado dentro del propio proceso de conexión, y del mecanismo formal mediante el cual el interesado manifiesta su conformidad con el Informe de Criterios de Conexión. Por lo tanto, cualquier exigencia adicional de aprobación previa resultaría redundante y podría extender innecesariamente los plazos establecidos en el Reglamento para el proceso de conexión.</p> | <p>Se sugiere modificar según lo siguiente:</p> <p>"l) Conclusiones respecto al cumplimiento a las exigencias establecidas en la normativa vigente, para cada uno de los estudios de conexión. Adicionalmente, deberá indicar la aprobación de la capacidad de inyección del PMGD, incluyendo aquellas limitaciones producto de las congestiones a nivel de Transmisión Zonal, cuando corresponda."</p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 145 |




| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|---------------|
| 200 | Empresas Eléctricas A.G. | 3-39 | <p>El literal c) del Art. 3-39s señala:</p> <p>"c) Referenciar formalmente la aplicación de los estándares de diseño y constructivos que fueron validados en el ICC"</p> <p>El literal pretende "referenciar formalmente la aplicación de los estándares de diseño y constructivos que fueron validados en el ICC". Esto introduce al contrato de obras materias técnicas normativas (cómo diseñar/constructor), que ya están reguladas en la NTCO y, en su caso, en estándares públicos publicados por la distribuidora (Art. 2-4). Además, el contenido típico del contrato del Art. 3-39 se enfoca en partes, alcance/costos, plazos, pagos y vigencia, no en desarrollar/validar estándares técnicos dentro del contrato. Por ello, se solicita eliminar literal c).</p> | Se solicita eliminar la letra c) del Artículo 3-39. | Se acoge | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|---|
| 201 | Empresas Eléctricas A.G. | 3-40 | <p>El Art. 3-40 señala:</p> <p>"Las Empresas Distribuidoras deberán adjuntar, en conjunto con el Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión, el respectivo Convenio de Operación, cuando corresponda, el cual deberá contener, al menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Identificación del propietario u operador del PMGD; ii. Contacto actualizado del operador del PMGD; iii. Condiciones de operación del PMGD; iv. Medios de comunicación acordados; v. Procedimiento para trabajos programados; vi. Procedimiento para ejecutar una reconexión; y, vii. Procedimiento para ejecutar plan de mantenimiento. <p>El Convenio de Operación deberá mantenerse en forma pública y no podrá contener elementos diferenciados para cada PMGD, exceptuando aquellos que respondan a las características particulares de cada proyecto, asegurando que dicha distinción no sea arbitraria ni discriminatoria.</p> <p>La Superintendencia podrá, en el ámbito de sus facultades, fiscalizar que el convenio en cuestión sea uniforme y no discriminatorio para cada PMGD."</p> <p>El artículo 3-40 establece que el Convenio de Operación debe contener una serie de elementos mínimos. Sin embargo, en la práctica, ya existe un protocolo de operación que cumple funciones similares. Por lo tanto,</p> | <p>Se solicita reemplazar el texto del artículo según lo siguiente:</p> <p>"Las Empresas Distribuidoras deberán adjuntar, en conjunto con el Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión, el respectivo Convenio de Operación, <u>cuando corresponda.</u></p> <p><u>En caso de que exista un protocolo de operación previamente definido, este podrá ser utilizado como Convenio de Operación, siempre que incluya todos los elementos exigidos en este artículo.</u></p> <p><u>El protocolo deberá ser revisado por la Empresa Distribuidora para verificar que contiene, al menos, los siguientes aspectos:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> i. Identificación del propietario u operador del PMGD; ii. Contacto actualizado del operador del PMGD; iii. Condiciones de operación del PMGD; iv. Medios de comunicación acordados; v. Procedimiento para trabajos programados; vi. Procedimiento para ejecutar una reconexión; vii. Procedimiento para ejecutar plan de mantenimiento. <p>El Convenio de Operación deberá mantenerse en forma pública y no podrá contener elementos diferenciados para cada PMGD, exceptuando aquellos que respondan a las características particulares de cada proyecto, asegurando que dicha distinción no sea arbitraria ni discriminatoria.</p> <p>La Superintendencia podrá, en el ámbito de</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se acoge el sentido de lo propuesto en cuanto a que los protocolos de operación existentes deben contener lo elementos mínimos indicados en el Convenio de Operación. Para lo anterior se incorpora un nuevo Artículo Transitorio:</p> <p>"Artículo 10-6 Actualización de Protocolos de Operación existentes</p> <p>Para aquellos PMGD que, a la fecha de publicación de la presente norma técnica, se encuentren en operación o cuenten con un ICC vigente, en caso de que existan protocolos de operación previamente definidos, estos podrán ser utilizados como Convenio de Operación, siempre que incluyan todos los elementos exigidos en el Artículo 3-40.</p> <p>Si el protocolo no contiene todos los elementos mínimos establecidos en el Artículo 3-40, las partes dispondrán de un plazo de seis meses contados desde la publicación de la presente norma técnica para suscribir un nuevo Convenio de Operación que incorpore los elementos faltantes, utilizando para ello el formato público dispuesto por la Empresa Distribuidora."</p> |




| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|---|--|---------------|
| | | | es necesario revisar si dicho protocolo incluye todos los elementos exigidos por la norma, para evitar duplicidad documental y asegurar coherencia entre lo exigido y lo implementado. | sus facultades, fiscalizar que el convenio <u>o protocolo</u> en cuestión sea uniforme y no discriminatorio para cada PMGD. | | |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|----------------------|
| 202 | Empresas Eléctricas A.G. | 3-43 | <p>El 3er párrafo del Art. 3-43 señala:</p> <p>"El Informe de Costos de Conexión deberá incluir los costos asociados a las instalaciones y equipamientos mínimos para la adecuada coordinación entre el PMGD y la Empresa Distribuidora."</p> <p>No obstante, la incorporación de dichos elementos debe estar sujeta a que no se vean comprometidas las condiciones de seguridad, continuidad y calidad del servicio de distribución, las cuales son responsabilidad exclusiva de la Empresa Distribuidora conforme al marco normativo vigente.</p> <p>Por lo tanto, se propone incorporar una condición explícita que resguarde la integridad y operación segura de las redes de distribución.</p> | <p>Se sugiere modificar según lo siguiente:</p> <p>"El Informe de Costos de Conexión deberá incluir los costos asociados a las instalaciones y equipamientos mínimos para la adecuada coordinación entre el PMGD y la Empresa Distribuidora, <u>garantizando las exigencias de seguridad y calidad del servicio.</u>"</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 146 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|--|
| 203 | Empresas Eléctricas A.G. | 3-43 | <p>El Art. 3-34 señala:</p> <p>"El Informe de Costos de Conexión deberá incluir los costos asociados a las instalaciones y equipamientos mínimos para la adecuada coordinación entre el PMGD y la Empresa Distribuidora. Dichos costos deben cubrir lo necesario para garantizar que las inyecciones horarias se ajusten a los bloques horarios consignados, así como para permitir el monitoreo y control por parte de la Empresa Distribuidora."</p> <p>El artículo establece que el Informe de Costos de Conexión debe considerar las obras físicas y ajustes necesarios para permitir la conexión del PMGD. Sin embargo, no contempla explícitamente los costos operativos asociados al monitoreo y coordinación continua, como el despacho 24/7, que puede ser necesario para proyectos con bloques horarios definidos o con componente de almacenamiento.</p> <p>Dado que estos proyectos requieren supervisión activa para cumplir con sus restricciones de inyección, se sugiere incorporar explícitamente el costo del despacho 24/7 en el Informe de Costos de Conexión, aplicable a todos los PMGD que operen bajo esquemas de bloques horarios, que dispongan de almacenamiento y SE con congestiones estacionales y/o permanentes.</p> <p>Adicionalmente, no se aborda cómo se financian los costos operacionales asociados al monitoreo permanente de las variables eléctricas que permiten detectar y justificar desconexiones, mantenimiento de la bitácora y en general todos los costos asociados al</p> | <p>Se solicita modificar tercer párrafo y agregar según lo siguiente:</p> <p>"El Informe de Costos de Conexión deberá incluir los costos asociados a las instalaciones, <u>operación tiempo real</u> y equipamientos mínimos para la adecuada coordinación entre el PMGD y la Empresa Distribuidora. Dichos costos deben cubrir lo necesario para garantizar que las inyecciones horarias se ajusten a los bloques horarios consignados, así como para permitir el monitoreo y control por parte de la Empresa Distribuidora."</p> <p>Incorporar como 4to párrafo:</p> <p><u>" Adicionalmente, en el caso de PMGD que operen con bloques horarios definidos, que dispongan de componente de almacenamiento o que estén conectados a SE congestionadas y necesiten un prorrato del CEN se deberá incorporar el costo asociado al despacho y supervisión continua (24/7), necesario para garantizar el cumplimiento de las condiciones operativas establecidas en el ICC.</u></p> | No se acoge | Se solicita ver respuesta tipo "Actividades asociadas al monitoreo y control del PMGD" |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--------------------|--|---------------|
| | | | capítulo 9 “Exigencias para la operación y coordinación de PMGD”, lo cual es relevante para la transparencia y trazabilidad de los costos involucrados en la operación del sistema. | | | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|--|
| 204 | Empresas Eléctricas A.G. | 3-45 | <p>El Artículo 3-45 señala:</p> <p>"Para representar la generación estimada del PMGD, el Interesado deberá entregar a la Empresa Distribuidora, en su respectiva SCR, una caracterización de la energía generada. Dicha caracterización dependerá del recurso primario utilizado, presentándose los siguientes casos:</p> <p>a) Eólico y solar: Se deberá informar, al menos, un año de generación de energía eléctrica esperada, con detalle horario (en MWh/h),). Para ello se utilizarán las mediciones en terreno o bien data generada a partir de los modelos estadísticos existentes.</p> <p>b) Hidroeléctrico: Se deberá informar una matriz de generación de energía eléctrica esperada con detalle horario en MWh/h, para al menos un año y para tres escenarios hidrológicos; seco, medio y, húmedo.</p> <p>c) Térmico: Se deberá informar la operación esperada de la central térmica, indicando los meses en que operará y la generación de energía esperada con detalle horario (en MWh/h)."</p> <p>El artículo solicita al Interesado una caracterización de la generación estimada del PMGD, según el tipo de tecnología. Sin embargo, este enfoque puede inducir a errores en la evaluación del impacto real sobre la red, ya que lo relevante para los estudios técnicos es la inyección estimada en el punto de conexión, especialmente en proyectos con componente de almacenamiento, donde la generación y la inyección pueden diferir significativamente.</p> | <p>Se solicita reemplazar el texto del artículo según lo siguiente:</p> <p>"Para representar la <u>inyección</u> estimada del PMGD, el Interesado deberá entregar a la Empresa Distribuidora, en su respectiva SCR, una caracterización de la energía <u>inyectada al sistema</u>. Dicha caracterización dependerá del recurso primario utilizado, presentándose los siguientes casos:</p> <p>a) Eólico y solar: Se deberá informar, al menos, un año de <u>inyección</u> esperada con detalle horario (en MWh/h), <u>utilizando mediciones en terreno o modelos estadísticos</u>.</p> <p>b) Hidroeléctrico: Se deberá informar una matriz de <u>inyección</u> esperada con detalle horario (en MWh/h), para al menos un año y para tres escenarios hidrológicos: seco, medio y húmedo.</p> <p>c) Térmico: Se deberá informar la operación esperada de la central térmica, indicando los meses en que operará y la inyección esperada con detalle horario (en MWh/h).</p> <p><u>En el caso de PMGD con componente de almacenamiento, se deberá informar tanto la generación como la inyección estimada, ajustadas según los bloques horarios definidos para su operación. Esta información permitirá evaluar adecuadamente el impacto sobre la red de distribución y transmisión zonal.</u></p> | Se acoge parcialmente | <p>Se acoge parcialmente la observación. Se ajusta la redacción en el siguiente sentido:</p> <p>"Para representar la generación inyección estimada del PMGD, el Interesado deberá entregar a la Empresa Distribuidora, en su respectiva SCR, una caracterización de la energía inyectada al sistema generada. Dicha caracterización dependerá del recurso primario utilizado, presentándose los siguientes casos:</p> <p>a) Eólico y solar: Se deberá informar, al menos, un año de inyección generación de energía eléctrica esperada, con detalle horario (en MWh/h). Para ello, utilizando para ello se utilizarán las mediciones en terreno o bien data generada a partir de los modelos estadísticos existentes.</p> <p>b) Hidroeléctrico: Se deberá informar una matriz de inyección generación de energía eléctrica esperada con detalle horario en MWh/h, para al menos un año y para tres escenarios hidrológicos; seco, medio y, húmedo.</p> <p>c) Térmico: Se deberá informar la operación esperada de la central térmica, indicando los meses en que operará y la generación de energía esperada con detalle horario (en MWh/h).</p> <p>En el caso de PMGD con componente de almacenamiento, se deberá informar tanto la generación como la inyección estimada, ajustadas según los bloques horarios definidos para su operación, en caso de que corresponda."</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|---|---|--|----------------------|
| 205 | Empresas Eléctricas A.G. | 3-47 | <p>El primer párrafo del Art. 3-47 señala:</p> <p>"El Coordinador, considerando los estudios técnicos que adviertan de una posible congestión en las instalaciones de transmisión zonal conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución o en la subestación primaria de misma, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 3-34, elaborará de manera semestral un estudio específico para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones. Este estudio deberá ser publicado a más tardar el último día hábil del mes de mayo y noviembre de cada año."</p> <p>El análisis de congestión del coordinador sigue sin poder considerar a los PMG, lo que implica que los resultados de congestión que arroja este análisis tengan un nivel de incertidumbre.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"El Coordinador, considerando los estudios técnicos que adviertan de una posible congestión en las instalaciones de transmisión zonal conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución o en la subestación primaria de misma, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 3-34, elaborará de manera semestral un estudio específico para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones. Este estudio deberá ser publicado a más tardar el último día hábil del mes de mayo y noviembre de cada año.</p> <p><u>Considerando además, la presencia de los PMG asociados a las SE en estudio."</u></p> | No se acoge | Ver respuesta ID 298 |
| 218 | Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 3-3 | Se corrige en concordancia que los sistemas de almacenamiento realizan inyecciones, no generan la energía | Se propone corregir en el numeral v., en rojo la corrección : "[...] al bloque horario solicitado de inyección [...]" | Se acoge | |
| 219 | Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 3-3 | Se corrige en concordancia que los sistemas de almacenamiento realizan inyecciones, no generan la energía | Se propone corregir en el numeral vi., en rojo la corrección : "[...] los bloques horarios de inyección [...]" | Se acoge | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|--|---|--|---|
| 220 | Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 3-7 | <p>En el literal f), numeral III del artículo 3-7 , se solicita establecer que 1) la existencia de coincidencias en los bloques B2 y B6 y 2) la respectiva estimación de potencia máxima a inyectar en los bloques B2 y B6 por parte del PMGD solar fotovoltaico sin almacenamiento, deban ser debidamente fundadas por parte de la Empresa Distribuidora, con la finalidad de evitar arbitrariedades al respecto, aportando antecedentes de referencia para que el titular pueda observar dichas consideraciones en el marco del proceso de obtención del ICC.</p> <p>Por otra parte, no es claro cómo se deberán utilizar estas estimaciones, en el marco del proceso descrito en el artículo 3-27, sección "III Evaluación de coincidencias horarias en redes de distribución".</p> | <p>iii. En el caso de PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento que, a la fecha de presentada la respuesta a la SCR, cuenten con un ICC vigente, estén limitados, o tengan menos de 12 meses de operación, una estimación de la potencia máxima a inyectar en los bloques horarios B2 y B6, en caso de verificarse coincidencias. Para estos efectos, la distribuidora deberá fundamentar tanto la existencia de condiciones de coincidencia, así como la potencia máxima a inyectar en los bloques horarios B2 y B6. Esta estimación deberá realizarse considerando la tecnología de cada proyecto.</p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 53 |
| 221 | Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 3-27 | <p>En la sección "III. Evaluación de coincidencias horarias en Redes de Distribución, se establece que los criterios enlistados a continuación son aplicables a la evaluación correspondiente solo a los PMGD con componente de almacenamiento. No obstante, en el literal f) se hace referencia a PMGD fotovoltaicos sin componente de almacenamiento.</p> | <p>Se solicita aclarar si lo establecido en el literal f) corresponde a los PMGD fotovoltaicos sin componente de almacenamiento o con componente de almacenamiento.</p> | No se acoge | <p>Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto". Sin perjuicio de lo anterior, en cuanto al análisis de coincidencias se solicita ver respuesta tipo "Bloques horarios".</p> |
| 222 | Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 3-27 | <p>Con el fin de mantener la concordancia con los bloques horarios, se solicita añadir un párrafo que para aquellos casos que los PMGD limiten sus horarios de inyección según los bloques horarios definidos en Tabla 1, la demanda mínima y máxima que se deberá utilizar para realizar los estudios sea la misma que se observa dentro de los bloques horarios solicitados.</p> | <p>Se propone añadir un párrafo, en el numeral "I Escenarios de demanda" al final : "Para aquellos casos que los PMGD limiten sus horarios de inyección según los bloques horarios definidos en Tabla 1 del artículo 1-11, la demanda mínima y máxima corresponderá a la observada dentro de los bloques horarios de inyección solicitados. "</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se incorpora un inciso final en el siguiente sentido: "[...]Puesta de sol. Para aquellos casos que los PMGD con componente de almacenamiento que limiten sus horarios de inyección según los bloques horarios definidos en Tabla 1 del artículo 1-11, la demanda mínima y máxima corresponderá a la observada dentro de los bloques horarios de inyección solicitados."</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|--|---|--|---|
| 223 | Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 3-34 | Con el fin de mantener concordancia con los bloques horarios y el oficio SEC 290539, junto con lo descrito en el artículo 3-27 en su numeral "III Evaluación de coincidencias horarias en redes de distribución", donde da indicaciones de cómo será evaluado la potencia máxima de los PMGD solares en horarios de coincidencia. | Se propone añadir la definición de PMGD bloque k: "[...]Potencia máxima registrada o proyectada, según artículo 3-27 numeral "III Evaluación de Coincidencias horarias en redes de distribución", por un PMGD[...]" | Se acoge | |
| 224 | Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 3-35 | Con el objetivo de realizar una utilización más eficiente de la capacidad disponible de las redes de distribución, se propone permitir que, ante escenarios donde existan congestiones de transmisión zonal, donde exista coincidencia de la inyección del proyecto del interesado con otros PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento en las horas de sol definidas en la Tabla 2 del artículo 3-18, el interesado debiese contar con la facultad de incorporar mecanismos de control de rampa activa, limitación de potencia activa o supresión de inyección, con el fin de que esta condición sea considerada en los estudios de conexión y en la operación de los proyectos. | Se propone añadir el siguiente párrafo: [...] "En los casos en que, a partir de los análisis de congestión de transmisión zonal en donde exista coincidencia de la inyección del proyecto del interesado con otros PMGD fotovoltaicos sin almacenamiento en las horas de sol definidas en la Tabla 2 del artículo 3-18, el interesado podrá, antes de la obtención del ICC, manifestar su intención de incorporar mecanismos de control de rampa, limitación de potencia activa o supresión de inyección durante los horarios en que se verifique dicha congestión, con el fin de que esta condición sea considerada en los estudios de conexión y en la operación de los proyectos." | No se acoge | Se solicitar revisar la respuesta tipo "Bloques Horarios" |
| 225 | Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 3-40 | Artículo 3-40. Convenio de operación, indica que "las Empresas Distribuidora deberán adjuntar, en conjunto con el Informe de Criterios de Conexión e Informe de Costos de Conexión, el respectivo Convenio de Operación, cuando corresponda..." En la redacción propuesta, no se señala un guarismo o criterio para establecer cuándo correspondería que se adjunte un Convenio de Operación. Se solicita establecer este elemento, para evitar arbitrariedades al respecto. | Como no es claro en qué casos aplicaría el convenio de operación, no es posible realizar una propuesta de texto. Favor de aclarar. | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 165 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|--|---|--|--|
| 226 | Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 3-43 | Se solicita establecer el estándar técnico requerido para instalaciones y equipamientos debe ser el mismo que utilice la Empresa Distribuidora en su zona de concesión. | "[...] El Informe de Costos de Conexión deberá incluir los costos asociados a las instalaciones y equipamientos mínimos, bajo el mismo estándar técnico que la Empresa Distribuidora aplica en su respectiva zona de concesión, para la adecuada coordinación entre el PMGD y la Empresa Distribuidora. Dichos costos deben cubrir lo necesario para permitir el monitoreo y control por parte de la Empresa Distribuidora." | No se acoge | No se acoge la observación. La presente norma técnica en su Artículo 7-8 indica expresamente que los estándares de diseño y construcción del equipamiento de monitoreo y control deben cumplir con los utilizados por la Empresa Distribuidora y que en ningún caso serán exigibles estándares superiores. |
| 227 | Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 3-48 | Se solicita establecer mayores detalles para la realización del estudio de congestión en transmisión zonal por parte del Coordinador, de manera que internalice adecuadamente el dinamismo de la operación del sistema y que efectivamente se evalúe un escenario más cercano a la operación real. En particular, se solicita considerar que el Estudio antes indicado considere la ejecución de análisis de flujo de potencia, con un horizonte tal, que permita evaluar condiciones de limitación transitorias por algunos meses o permanentes hasta el siguiente estudio. | "[...] Adicionalmente, en el estudio en cuestión el Coordinador deberá considerar las centrales generadoras, los sistemas de almacenamiento y retiros para clientes libres o regulados en el análisis de la zona de influencia. A efecto de lo anterior, se deberán considerar distintos escenarios de inyecciones y retiros, así como las distintas estacionalidades, que pudieran ser relevantes en el análisis de las congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal. Para la ejecución del estudio en cuestión, el Coordinador deberá realizar un análisis de flujo de potencia que considere un horizonte de tiempo de al menos 6 meses, con la finalidad de evaluar condiciones de limitación transitorias por algunos meses o permanentes hasta el siguiente estudio [...]" | No se acoge | No se acoge la observación. El objeto del Estudio de Congestionamientos que realiza el Coordinador, de acuerdo con el Artículo 88° del Reglamento, es ratificar si efectivamente existirán las congestiones detectadas en los Estudios de Conexión. Si en forma posterior a la conexión del PMGD, mediante el estudio semestral elaborado por el Coordinador, se constata que la operación de dicha central a su capacidad de inyección máxima no provocará la congestión antes mencionada, la restricción mencionada podrá ser levantada por el Coordinador. Con todo, en el marco de este estudio el Coordinador no podrá imponer limitaciones adicionales a las consignadas en el ICC, pues, cuando operativamente sea necesario, se deberá considerar el Artículo 102° del Reglamento. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|--|--|--|---|
| 228 | Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 3-48 | El Estudio a efectuar por parte del Coordinador debe tomar en cuenta las consideraciones especiales o restricciones consignadas en el ICC de los proyectos. | Añadir un párrafo después del tercero: "El estudio deberá considerar las restricciones o consideraciones especiales consignadas en los ICC de los proyectos" . | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 59 |
| 235 | Transelec S.A. | 3-24 | El presente artículo señala que, en caso de que el PMGD no califique para un Proceso Expeditivo de Conexión, se realizarán estudios técnicos para evaluar el impacto que produce la conexión del PMGD en la red de distribución y en la transmisión zonal asociada. Respecto a estos estudios, abordados en el "Título 3-4. Estudio de Conexión", cuyas generalidades se definen en el presente artículo, se considera que estos deben considerar no solo los proyectos futuros en el Alimentador, sino que también se deberían tener en cuenta los proyectos futuros del sistema de transmisión adyacente, entre los que se encuentran los PMG que cuenten con SAC o SUCTD. Lo anterior con el objetivo de realizar una evaluación representativa del sistema de transmisión. | <p>Artículo 3-24. Generalidades</p> <p>Si el PMGD no califica para un Proceso Expeditivo de Conexión, la Empresa Distribuidora indicará, a través de la Respuesta a la SCR, los estudios técnicos que deberán realizarse para evaluar el impacto que produce la conexión del PMGD en la red de distribución y en la transmisión zonal asociada. Estos estudios no podrán exceder lo indicado en el presente título.</p> <p>Los estudios técnicos para evaluar el impacto de la conexión del PMGD en la red de distribución se realizarán utilizando un modelo eléctrico del Alimentador, sobre la base del estado normal de operación. Este modelo deberá considerar las impedancias y las longitudes de cada segmento del Alimentador.</p> <p>Además, se modelarán los medios de generación existentes en la red y, aquellos previstos de conectar, así como los proyectos futuros en el Alimentador que informe la Empresa Distribuidora y los proyectos futuros del sistema de transmisión zonal adyacente, considerando las características técnicas de dichos medios de generación. No deberán ser considerados en los estudios técnicos los Generadores de Emergencia Móvil y los</p> | No se acoge | <p>La observación no se acoge. Sin perjuicio de lo anterior, el inciso final del Artículo 3-35 recoge el sentido de lo solicitado, en cuanto a que la Empresa Distribuidora debe informar sobre las inyecciones provenientes desde las centrales generadoras que se conectan al Sistema de Transmisión Zonal, en el respectivo ICC.</p> <p>Al respecto, el Artículo 88° del Reglamento establece que los estudios de conexión deben evaluar el impacto del PMGD en el Sistema de Transmisión Zonal, siendo el Coordinador quien ratificará las congestiones considerando los futuros proyectos del Sistema de Transmisión Zonal, por cuanto señala que "[...]para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones, de acuerdo con el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal[...]".</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|---|
| | | | | <p>generadores convencionales que presenten un factor de planta menor al 5% durante el año anterior a la evaluación.</p> <p>Para la realización de los estudios técnicos, se deberán considerar los GD conectados y previstos de conectar al SD. Para el caso de los EG previstos a conectar, solo se considerarán a aquellos que tengan una capacidad instalada mayor a 100 kW, o si la suma de EG en el alimentador supera los 100 kW de Capacidad Instalada. Estos últimos deberán ser representados como EG equivalentes ubicados donde se considere el escenario más exigente a efectos de la simulación. Se entenderá por "previstos de conectar" a aquellos que tienen solicitud de conexión aprobada por la Empresa Distribuidora para el caso de los EG, y aquellos que cuenten con ICC vigente en el caso de los PMGD, y aquellos que cuenten con SAC o SUCTD en el caso de los PMG.</p> | | |
| 236 | Transelec S.A. | 3-32 | <p>Debido a la creciente penetración de parques PMGD, su impacto en los niveles de cortocircuito de las subestaciones primarias de distribución no puede ser despreciado para evaluar la capacidad de cortocircuito del equipamiento de transmisión. Por ello, se solicita que dentro de los estudios a presentar por el PMGD para evaluar su impacto en la red de distribución y transmisión adyacente, sea contemplado un estudio de cálculo de cortocircuito y verificación de capacidad de ruptura de interruptores que entregue y actualice un modelo de equivalente de cortocircuito en el paño de conexión a la barra de media tensión de la subestación primaria de distribución, con el fin que las instalaciones de transmisión cuenten con la información relativa a los niveles de cortocircuito totales de</p> | <p>Se solicita modificar el presente artículo para incluir en el estudio de cortocircuito el impacto en el sistema de transmisión adyacente a la red de distribución en que se conecta el PMGD.</p> | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Fuera del alcance" |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|--|
| | | | fase y de tierra aportados en el punto frontera con la transmisión. Esta información deberá ser evaluada por el Coordinador Eléctrico Nacional para determinar la factibilidad de conexión en base a esta información. | | | |
| 237 | Transelec S.A. | 3-34 | <p>El presente artículo describe el análisis de flujos de potencia que se realiza respecto al Sistema de Transmisión Zonal, con el objetivo de evaluar el impacto del PMGD en este sistema, determinando si existen o no congestiones relacionadas con la conexión del PMGD en la subestación primaria y/o en la línea de transmisión adyacente. Este análisis se realiza únicamente si el estudio Análisis de Flujos de Potencia en el Sistema de Distribución del artículo 3-31 evidenciara inversión de flujo en el transformador primario de distribución.</p> <p>Considerando que en la actualidad se presentan múltiples congestiones en el sistema de transmisión zonal debido a la conexión de PMGD, y por lo tanto, estas instalaciones presentan un riesgo real a la seguridad y calidad de servicio del sistema de transmisión, se estima necesario que el análisis de flujos de potencia descrito en el presente artículo se realice sin condiciones.</p> | <p>Se solicita modificar el inciso primero del artículo 3-34:</p> <p>Artículo 3-34. Análisis de Flujos de Potencia en Transmisión Zonal</p> <p>En caso de que el estudio Análisis de Flujos de Potencia en el Sistema de Distribución del artículo 3-31 evidenciara inversión de flujo en el transformador de la subestación primaria de distribución, se deberá extender Adicionalmente al estudio indicado en el Artículo 3-31 demuestre que existe inversión de flujo en el transformador de la subestación primaria de distribución, se deberá extender realizar el análisis de los impactos a los demás Alimentadores existentes en la subestación primaria, y a las redes de transmisión zonal. Para ello, el análisis deberá considerar la operación normal de los transformadores de poder de la subestación primaria.</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 161 |
| 238 | Transelec S.A. | 3-48 | <p>El presente artículo señala los criterios que debe considerar el Coordinador para la realización del Estudio Semestral de Congestión en Transmisión Zonal. A efectos de este estudio, se deberá considerar el grado de avance de las obras del sistema de transmisión zonal y de la conexión de los PMGD involucrados en el horizonte de evaluación del estudio.</p> <p>Ahora bien, respecto a lo anterior, el presente artículo establece que se considerara la fecha</p> | <p>Artículo 3-48. Criterios para la realización del Estudio Semestral de Congestión en Transmisión Zonal</p> <p>El Estudio Semestral de Congestionamientos deberá considerar en su análisis de acuerdo con el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda proyectados para la zona de influencia y el grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados en dicho horizonte. Para ello, deberá considerar como fecha</p> | No se acoge | <p>No se acoge la observación. El sentido del Artículo es determinar, en concordancia con el Artículo 88° del Reglamento, si con el grado de avance efectivo de las obras del Sistema de Transmisión Zonal pudiera o no mantenerse la congestión consignada en el ICC. Considerar la fecha de declaración en construcción para aquellas obras en transmisión zonal podría implicar que no se considere necesariamente "el grado de avance efectivo", pues esta resolución contiene fechas estimadas de</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|--|--|--|---|
| | | | estimada de los PMGD establecida en la resolución de declaración en construcción, pero no hace referencia a como se abordarían las obras del sistema de transmisión zonal. | estimada de conexión de los PMGD y de las obras del sistema de transmisión zonal establecida en la resolución de declaración en construcción de la Comisión Nacional de Energía. | | entrada en operación que pueden diferir del estado real de ejecución. |
| 245 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 3-32 | En el segundo párrafo del artículo se indica que en el caso en que no se sobrepasen capacidades, se deberá indicar que no se requieren "Obras Adicionales". Esto no es correcto establecerlo acá de esa forma, ya que este estudio sólo es capaz de determinar el equipamiento de maniobras que se puede ver sobrepasado en su nivel de cortocircuito, los conductores no entran en este cálculo y son generalmente lo que están involucrados en las obras nuevas o de refuerzo. | El segundo párrafo del artículo debería decir: En el caso de que no se sobrepasen las capacidades de ruptura, el estudio deberá indicar que no se requieren la realización de reemplazo de equipamiento, como afectación del proyecto. En caso contrario, en el estudio se deberán indicar los ajustes y/o modificaciones necesarias para no sobrepasar el criterio de capacidad de ruptura de los equipos involucrados producto la conexión del PMGD. | No se acoge | Ver respuesta ID177 |
| 246 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 3-34 | En los cálculos asociados a la Potencia en horas sin sol (noche) y con sol (día), se definen $D_{min_{noche}}$ y $D_{min_{día}}$ la se obtiene de cada alimentador conectado al transformador de la subestación primaria en estado normal. Debería establecerse que el valor de demanda mínima de cada alimentador debería obtenerse del registro estadístico de demandas en un periodo anual y utilizarse una probabilidad de excedencia de 3% para establecer el valor mínimo, con ello se eliminan registros nulos de demanda o de probabilidad muy baja de ocurrencia. | Modificar las siguientes definiciones en el cálculo de la Potencia en horas sin sol y con sol: $D_{min_{noche}}$: Demanda mínima, calculada en base al 3% de excedencia del registro de demandas en un el periodo anual más actualizado que se disponga, en horas sin sol, de todos los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación. $D_{min_{día}}$: Demanda mínima, calculada en base al 3% de excedencia del registro de demandas en un el periodo anual más actualizado que se disponga, en horas con sol, de todos los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación. | No se acoge | Ver respuesta ID 178 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|---|---|--|----------------------|
| 247 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 3-36 | Lo que aborda el artículo está ok para el caso en que la Central Generadora propietaria de las instalaciones donde se conectó la Distribuidora, está conectada directamente a instalaciones de servicio público, pero no es correcto el tratamiento si la Central Generadora utiliza instalaciones de transmisión dedicada para conectarse a las instalaciones de servicio público (por ejemplo, una línea de transmisión dedicada), en este caso, el PMGD cuyo ICC establezca que se invierten los flujos, deberá tramitar ante el CEN una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica por las instalaciones dedicadas. | <p>Agregar un nuevo párrafo al artículo, al final de éste, que establezca los siguiente:</p> <p>En el caso que la central generadora utilice instalaciones de transmisión dedicada para su inyección hasta instalaciones de servicio público, el PMGD que en sus estudios para conectarse a la red se determina que invierte el flujo por el transformador de servicios auxiliares, deberá tramitar ante el Coordinador una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible. Sólo con el informe de uso de capacidad técnica que emita el Coordinador, podrá establecerse si se autoriza la inversión de flujo o no y entonces se podrá emitir el ICC correspondiente que establece el nivel máximo de inyección del PMGD.</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 179 |
| 248 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 3-47 | En el primero párrafo se insertó la frase "o en la subestación primaria de misma," debe corregirse | La frase a insertar debería ser: "o en la misma subestación primaria, | Se acoge | |
| 249 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 3-48 | <p>En el cuarto párrafo se establece que:</p> <p>En todos los escenarios evaluados el Coordinador deberá identificar si existe o no congestión y cuantificar la potencia que cada PMGD podría ver limitada. Como parte de los resultados del Estudio, se deberá incluir una carta operativa de inyecciones reducidas para cada escenario y de acuerdo con la estacionalidad del año.</p> <p>No debería el Coordinador limitar a los primeros PGMD que entraron a la red de distribución, ya que la congestión se va produciendo con los últimos ingresos de PMGD a la red, en tal sentido, la limitación debería aplicar en orden más reciente de</p> | <p>El cuarto párrafo del artículo debería indicar lo siguiente:</p> <p>En todos los escenarios evaluados el Coordinador deberá identificar si existe o no congestión y cuantificar la potencia que se deberá ver limitada. esta limitación se debe aplicar a los PMGD's en orden inverso a la fecha de emisión de los ICC, es decir, el primer PGMD en limitarse deberá ser el que recibió en fecha más tardía su ICC. Como parte de los resultados del Estudio, se deberá incluir una carta operativa de inyecciones reducidas para cada escenario y de acuerdo con la estacionalidad del año.</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 181 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|---|--|--|----------------------|
| | | | <p>asignación de ICC y luego a los que siguen en orden descendente, es decir, el último ICC entregado a un PMGD identifica al PMGD que primero se debe limitar y así sucesivamente.</p> <p>Hoy se ha visto que hay muchos ICC que están mal calculados, sus estudios no fueron realizados de manera prolija y su efecto se ve en que se han entregado potencias de inyección a PMGD's que en la práctica no deberían tener y eso no debe ser motivo para que se limite a los que entraron primero y correctamente a la red.</p> | | | |
| 250 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 3-48 | Falta abordar el caso en el que el Estudio del Coordinador identifique que debido a una situación temporal, producto de alguna restricción en el sistema de transmisión (por ejemplo, obra de ampliación que desconecta un circuito en un línea, la falta de un transformador de poder por falla o por reemplaza, etc.), se requiera limitar la inyección y en ese caso, la limitación debería ser aplicada a todos lo PMGD que influyen en flujo limitado y deberían limitarse a prorrata de las capacidades de cada PMGD (parejo a todo el conjunto de PMGD). | <p>Agregar después del cuarto párrafo del artículo, un nuevo párrafo que indique lo siguiente:</p> <p>En aquellos casos que el Coordinador identifique una limitación temporal en el sistema de transmisión, debido a intervenciones o indisponibilidades que afectan la capacidad de inyección de generación desde la red de distribución, deberá establecer la limitación que se aplicará a todos los PMGD que influyen en la limitación, a prorrata de la capacidades de todos esos PMGD.</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 182 |
| 251 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 7-17 | Falta una exigencia de que los equipos de protecciones sean capaces de registrar los eventos y del plazo en que esos registros deben permanecer disponibles para ser revisados por la Distribuidora o por el Coordinador ante eventos de falla. | <p>Agregar después del segundo párrafo del artículo, un nuevo párrafo que indique lo siguiente:</p> <p>El equipamiento utilizado para Protección RI deberá contar con la funcionalidad de guardar los registros de operación ante un evento en modalidad de archivos comtrade, donde se pueda evaluar su operación por parte de la Distribuidora o del Coordinador, luego de un evento de falla local o sistémico. El propietario</p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 183 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|---|--|--|----------------------|
| | | | | de la Protección RI deberá almacenar esa información por a lo menos 6 meses después de ocurrido un evento y en el caso de ser solicitada por el Coordinador o Distribuidora, deberá permanecer almacenada por a lo menos 12 meses. | | |
| 252 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 7-21 | Se debe verificar en las pruebas el correcto registro de la información en los archivos comtrade de la Protección RI | <p>Agregar después del segundo párrafo del artículo, un nuevo párrafo que indique lo siguiente:</p> <p>En las pruebas a realizar, se deberá verificar que los archivos comtrade se han creado correctamente con todas las variables pertinentes, en función del tipo de evento que se prueba.</p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 184 |
| 260 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 3-14 | <p>Según el Art. 3-14:</p> <p>Se debería incluir la comunicación y autorización de la Superintendencia, ya que oficialmente desde septiembre de 2024 las centrales PMGD deben mediante el Instalador Eléctrico Certificado realizar la Declaración TE7 respectiva.</p> | <p>Se solicita agregar lo siguiente:</p> <p>"Dentro de la vigencia del ICC, y previo a la conexión del PMGD, una vez presentada la comunicación <u>y aprobación (TE7)</u> de interconexión a la Superintendencia y obtenida la autorización por parte del Coordinador para el inicio de la etapa de puesta en servicio,"</p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 196 |
| 261 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 3-14 | <p>El inciso iii del literal b) del Art. 3-14 señala:</p> <p>"iii. Comunicación de interconexión del PMGD realizada ante la Superintendencia;"</p> <p>Para evitar confusión sobre la comunicación, se propone especificar que corresponde a la Declaración TE7 según lo dispuesto en el ORD de fecha septiembre 2024.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>iii. Comunicación de interconexión del PMGD realizada ante la Superintendencia, <u>con la declaración y aprobación TE7 en conformidad con el artículo 3-52 de la presente norma técnica.</u></p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 197 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|--|---|--|---|
| 262 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 3-33 | <p>El tercer párrafo señala:</p> <p>"El estudio deberá considerar los sistemas de puesta a tierra del transformador principal de la subestación primaria, del transformador asociado al PMGD en estudio, y los de los medios de generación existentes y PMGD previstos de conectar. Además, en caso de existir impedancias asociadas a neutros de los transformadores, estas deberán ser modeladas."</p> <p>Debe ser más específico en determinar el tipo de medio de generación. Para tener una modelación representativa pero con información suficiente, se solicita que se incorporen los MED sobre 500 [kVA], ya que desde ese nivel el aporte de corriente es relevante. Considerar los sistemas de puesta a tierra de generadores residenciales o Netbilling solo haría más colpejo el modelo, más costoso y técnicamente no vemos justificación para incluirlos.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"El estudio deberá considerar los sistemas de puesta a tierra del transformador principal de la subestación primaria <u>en conformidad con el Artículo 2-9</u>, del transformador asociado al PMGD en estudio, y los de los medios de generación existentes <u>sobre 500 [kVA]</u> y PMGD previstos de conectar. Además, en caso de existir impedancias asociadas a neutros de los transformadores, estas deberán ser modeladas."</p> | No se acoge | <p>No se acoge la observación. La propuesta del observante hace referencia a "medios de generación" (entendidos en este contexto como Equipamiento de Generación o Netbilling) mayores a 500 kVA. Lo anterior resulta improcedente e inconsistente con el marco legal vigente, toda vez que el Artículo 149° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos establece expresamente que la capacidad instalada para este segmento no podrá superar los 300 kilowatts.</p> |
| 263 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 3-34 | <p>Según el Art. 3.34 se define lo siguiente:</p> <p>Así como lo indica el art. 3.16 y 3.24, el análisis de congestión debería dejar reflejado explícitamente a los EG existentes (un equivalente por SEP en la ecuación). De este modo, se guarda consistencia entre lo analizado en los estudios y los resultados del Análisis de transmisión zonal.</p> | <p>Se solicita incluir lo siguiente:</p> $P(TxZ)^i día = \sum Dmin\ día - \left(\sum PMGD + \sum EG \right)$ | No se acoge | Ver respuesta ID 38 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|--|---|--|--|
| 264 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 3-35 | <p>El segundo párrafo del Art. 3-35 señala:</p> <p>"En caso de que los estudios de conexión advirtieran la congestión mencionada en el inciso anterior y la Comisión hubiese declarado en construcción al PMGD, la Empresa Distribuidora deberá notificar de dicha situación al Coordinador y a la empresa de transmisión correspondiente dentro de, en un plazo de 20 días luego de publicada la resolución de declaración en construcción correspondiente."</p> <p>Este articulado mantiene mismas falencias de la versión anterior, en donde no establece la obligatoriedad de la transmisora o el Coordinador deban pronunciarse luego de la comunicación de congestión, esto implica que los análisis de congestión que arroja la Distribuidora no tengan ninguna implicancia para quienes realmente debiesen definir y/o dar solución a la congestión como lo son la transmisora y el coordinador.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"En caso de que los estudios de conexión advirtieran la congestión mencionada en el inciso anterior y la Comisión hubiese declarado en construcción al PMGD, la Empresa Distribuidora deberá notificar de dicha situación al Coordinador y a la empresa de transmisión correspondiente dentro de, en un plazo de 20 días luego de publicada la resolución de declaración en construcción correspondiente. <u>Ésta última deberá pronunciarse en un plazo no superior 20 días, respecto del acuse recibo de información y la confirmación del elemento saturado, como si existe algún plan para su modificación.</u></p> | No se acoge | <p>No se acoge la observación. El Reglamento establece que la posibilidad de ejecutar Obras Adicionales, Ajustes o Adecuaciones derivadas de los Estudios de Conexión sólo está enmarcada en el ámbito de la Red de Distribución y no en el Sistema de Transmisión Zonal. En cuanto al vínculo de la notificación con las acciones del Coordinador, se aclara que la notificación que realiza la Empresa Distribuidora según el Artículo 3-35 constituye un antecedente necesario para la elaboración del Estudio Semestral de Congestionamientos a cargo del Coordinador.</p> |
| 265 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 3-47 | <p>El primer párrafo del Art. 3-47 señala:</p> <p>"El Coordinador, considerando los estudios técnicos que adviertan de una posible congestión en las instalaciones de transmisión zonal conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución o en la subestación primaria de misma, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 3-34, elaborará de manera semestral un estudio específico para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones. Este estudio deberá ser publicado a más tardar el último día hábil del mes de mayo y noviembre de cada año."</p> <p>El análisis de congestión del coordinador sigue</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"El Coordinador, considerando los estudios técnicos que adviertan de una posible congestión en las instalaciones de transmisión zonal conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución o en la subestación primaria de misma, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 3-34, elaborará de manera semestral un estudio específico para ratificar si efectivamente existirán dichas congestiones. Este estudio deberá ser publicado a más tardar el último día hábil del mes de mayo y noviembre de cada año. <u>Considerando además, la presencia de los PMG asociados a la Sub Estación en estudio.</u>"</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 205 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|---|--|--|---|
| | | | sin poder considerar a los PMG, lo que implica que los resultados de congestión que arroja este análisis tengan un nivel de incertidumbre. | | | |
| 266 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 3-48 | <p>El Art. 3-48 señala:</p> <p>"El Estudio Semestral de Congestiones deberá considerar en su análisis de acuerdo con el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda proyectados para la zona de influencia y el grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados en dicho horizonte. Para ello, deberá considerar como fecha estimada de conexión de los PMGD establecida en la resolución de declaración en construcción de la Comisión Nacional de Energía."</p> <p>Estudio de verificación de congestión debe ser bien explícito o no quedarán cubiertas todas las particularidades. Se solicita incluir explícitamente PMG en evaluación.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente e incluir el siguiente insiso:</p> <p>"El Estudio Semestral de Congestiones deberá considerar en su análisis de acuerdo con el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda proyectados para la zona de influencia y el grado de avance de la conexión de los PMGD y PMG involucrados en dicho horizonte. Para ello, deberá considerar como fecha estimada de conexión de los PMGD establecida en la resolución de declaración en construcción de la Comisión Nacional de Energía."</p> <p><u>A su vez, si durante la etapa de puesta en servicio la empresa distribuidora detectase limitaciones o riesgo a nivel de transmisión no informadas o detectadas en las etapas anteriores del estudio, la ED podrá establecer una ""limitación de emergencia provisoria"". En tal caso la ED debera notificar a la SEC, el PMGD, a la empresa transmisora y el Coordinador de tal condición. Tal notificación debera ser dentro de los 5 días hábiles siguientes a la puesta en servicio y el Coordinador tendra 10 días para confirmar o ratificar lo mencionado por la empresa distribuidora."</u></p> | No se acoge | <p>La observación no se acoge. En cuanto a la generación proveniente de centrales generadoras que se conectan al sistema de transmisión zonal, ver respuesta ID 298.</p> <p>La segunda propuesta no se encuentra debidamente justificada, lo que no permite un análisis de la propuesta de texto planteada.</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|--|---|--|---|
| 267 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 3-53 | <p>El último párrafo del Art. 3-53 señala:</p> <p>"Adicionalmente, si durante el proceso de verificación para la PES, se constata que las condiciones que dieron origen a las limitaciones de inyección consignadas en el ICC cambiaron, el Coordinador podrá aplicar las medidas temporales para el levantamiento de restricciones de inyección, conforme a lo establecido en el Título 3-8 de la presente norma técnica. Estas medidas serán informadas tanto al PMGD como a la Empresa Distribuidora, a efectos de su consideración en la operación del PMGD."</p> <p>Se solicita que en la etapa de autorización de puesta en servicio sea el CEN quien pueda verificar las restricciones, para que luego estas puedan ser incorporadas en el convenio de operación, asegurando que:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Confirmar las restricción probables en Transmisión Zonal o Dedicada. - Levantar provisoria o permanentemente las restricciones por Transmisión Zonal o Dedicada. | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"Adicionalmente, si durante el proceso de verificación para la PES, se constata que las condiciones que dieron origen a las limitaciones de inyección consignadas en el ICC cambiaron, el Coordinador podrá aplicar las medidas temporales para el levantamiento de restricciones de inyección, conforme a lo establecido en el Título 3-8 de la presente norma técnica, <u>o en su defecto ratificar las restricciones previamente establecidas</u>. Estas medidas serán informadas tanto al PMGD como a la Empresa Distribuidora, a efectos de su consideración en la operación del PMGD, <u>quedando consignado en el Convenio de Operación respectivo</u>."</p> | No se acoge | <p>La observación no se acoge. Lo planteado por el observante ya se encuentra establecido en el mismo Artículo 3-53, en cuanto indica que el Coordinador deberá verificar el cumplimiento de las condiciones establecidas en el ICC vigente del PMGD, incluyendo las limitaciones de inyección y requisitos operativos.</p> <p>En relación a registrar la modificación de las medidas en el convenio de operación, esto se encuentra establecido en el inciso final del Artículo 3-42 de la presente norma técnica.</p> |
| 277 | Aediles Talinay Chile SpA | 3-47 | <p>En el inciso cuarto de este artículo se debe explicitar en la misma norma la información requerida a las distribuidoras. Además, se debe dar un plazo para que coordinados puedan observar dichos datos que son inputs para los estudios, pues se han dado casos en que la distribuidora no entrega la totalidad de la información (por ejemplo, consideraciones de PMG)</p> | <p>Se propone complementar el inciso con el siguiente párrafo final:</p> <p>"La solicitud de información deberá indicar expresamente el alcance mínimo de los antecedentes requeridos, incluyendo, a lo menos: (i) registros de demanda y generación por bloque horario (B1–B6) conforme al Art. 1-11; (ii) nómina y estado de los PMGD con ICC vigente, en construcción o con ICC en proceso de aprobación conectados a la misma barra o subestación; (iii) perfiles representativos de inyección declarados en las SCR y sus eventuales mecanismos de limitación horaria; y (iv) topología de la red de distribución y</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 99 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|----------------------|
| | | | | parámetros relevantes para el estudio. La Empresa Distribuidora deberá remitir la totalidad de la información dentro del plazo indicado, en los formatos y medios que establezca el Coordinador." | | |
| 278 | Aediles Talinay Chile SpA | 3-47 | Respecto al inciso quinto de este artículo, la norma debe ser claro con los plazos, y además de mínimo unos 10 días dada las vitales instrucciones que puede dar el coordinador en base a este estudio, debido a que ha ocurrido en el pasado que el CEN ha publicado el estudio sin dar plazo para observaciones o en otras ocasiones dando menos de 3 días hábiles para revisarlo lo cual es complejo dada la cantidad de información y complejidad de la misma. | Reemplazar el inciso por: "Los estudios semestrales, o sus actualizaciones, serán sometidos a un período de observaciones públicas no inferior a 10 días hábiles. El Coordinador publicará, antes de la entrada en vigencia de la carta operativa, un informe de respuestas que identifique cada comentario recibido y la decisión adoptada (acogido, acogido parcialmente o no acogido), con fundamentación sucinta. El informe y la versión final del estudio se publicarán en el sitio web del Coordinador.." | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 100 |
| 279 | Aediles Talinay Chile SpA | 3-48 | Se solicita agregar un escenario donde los Coordinados puedan solicitar la elaboración de un estudio adicional ante contingencias excepcionales (por ejemplo: dada la falla de un transformador de una S/E primaria) que considere una nueva topología y que implique una nueva carta operativa (Estudio excepcional de congestiones zonales) | El Estudio deberá considerar escenarios adicionales que representen condiciones de disponibilidad realista de las unidades de generación, complementarios a aquellos construidos con potencia máxima. En dichos escenarios, la potencia a utilizar corresponderá a la potencia efectivamente disponible de cada proyecto, determinada en función de antecedentes operacionales recientes, registros históricos o información trazable provista por el titular. Este análisis deberá incluir, a lo menos, una comparación entre: i) un escenario con todos los proyectos considerados a su potencia máxima conforme a sus respectivos ICC, y ii) un escenario con la potencia disponible individual de cada proyecto, representando situaciones de indisponibilidad parcial o | No se acoge | Ver respuesta ID 297 |




| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|-------------------------|---|--|---------------|
| | | | | temporal. Los resultados de ambos escenarios deberán documentarse explícitamente en el Estudio, señalando las diferencias observadas en los criterios de evaluación y su impacto en eventuales limitaciones de inyección.” | | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|----------------------|
| 280 | Aediles Talinay Chile SpA | 3-48 | <p>Respecto al inciso tres, para los escenarios de análisis, se debe hacer separación entre día y noche, además de separar el comportamiento de la demanda en días hábiles y no hábiles. Además, las estaciones a considerar debiesen sean climatológicas, por lo que es importante especificar a que se refiere por estaciones.</p> <p>Por otro lado, se debe realizar mismo análisis con el escenarios de conexión en obras aledañas de Tx (como ampliaciones en subestaciones, cambios de conductores en líneas, etc)</p> | <p>Para la construcción de los escenarios de análisis, el Estudio deberá considerar diferenciaciones temporales y operacionales adicionales, con el fin de representar con mayor precisión el comportamiento del sistema. En particular:</p> <p>i) La evaluación deberá realizarse de forma separada para los períodos diurnos y nocturnos, conforme a los bloques horarios definidos en el Artículo 1-11, reflejando las diferencias en los perfiles de generación y consumo.</p> <p>ii) La caracterización de la demanda deberá diferenciar entre días hábiles y no hábiles, incorporando patrones de comportamiento específicos para cada caso.</p> <p>iii) Las condiciones climáticas utilizadas para la estimación de la generación deberán corresponder a datos de estaciones climatológicas representativas de la zona geográfica de emplazamiento de los proyectos, y su selección deberá ser debidamente fundamentada en el Estudio.</p> <p>iv) Además, deberá incluirse un escenario adicional que considere la puesta en servicio o modificación de obras de transmisión aledañas que puedan alterar el comportamiento operativo del sistema, tales como ampliaciones de subestaciones, recambio de conductores o refuerzos de red. Dicho escenario deberá reflejar los efectos esperados sobre la capacidad de inyección y posibles restricciones de los PMGD evaluados."</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 297 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|----------------------|
| 281 | Aediles Talinay Chile SpA | 3-48 | Respecto al cuarto inciso de este artículo, Se debe ahondar en la definición de carta operativa, pues esto puede acrecentar como aminorar la cantidad de potencia limitada por congestiones. También sería bueno ver el procedimiento para entregar esta carta operativa (telefono, email, etc), se deben definir bien los protocolos de comunicación entre los distintos entes para instruir estas cartas operativas, clarificando también los plazos de respuesta y posibles consecuencias en caso de no acatar las instrucciones de la carta operativa. | Agregar al final del inciso: “La carta operativa deberá detallar, para cada barra o subestación y por bloque horario (B1–B6), la potencia máxima de inyección admisible por PMGD, su período de vigencia estacional y la referencia al escenario que le da origen.” | No se acoge | Ver respuesta ID 298 |
| 282 | Aediles Talinay Chile SpA | 3-48 | El inciso quinto de este artículo no es muy claro respecto a periodos de análisis. Se entiende que el horizonte son los 6 meses, pero no queda claro cuál será el periodo de análisis (¿dentro del horizonte o antes?). Se debe determinar una periodicidad para hacer análisis dentro del periodo de evaluacion (ejemplo, levantar restricciones en caso de falla de centrales) | Reemplazar por: “El horizonte de evaluación deberá contemplar un período suficiente para identificar ventanas temporales en que resulte posible levantar total o parcialmente las restricciones por congestión. El Coordinador deberá publicar la metodología que utilizará para dicha identificación, en consistencia con la NTSyCS y con los criterios de operación definidos en el Capítulo 9, incluyendo los umbrales técnicos, fuentes de datos y procedimiento de actualización.” | No se acoge | Ver respuesta ID 298 |
| 283 | Aediles Talinay Chile SpA | 3-49 | Respecto al primer inciso de este articulo, Los coordinados pueden solicitar la revisión por parte del CEN de las instrucciones de la carta operativa en caso del que el CEN no lo realice proactivamente o en caso de que haya faltado analizar un escenario adicional no previsto. debe haber un plazo de respuesta por parte del CEN de no más de 5 días hábiles | El levantamiento definitivo de restricciones deberá ser formalizado mediante la publicación de la carta operativa actualizada, dentro de un plazo máximo de 10 días hábiles contado desde la emisión del estudio que lo respalde. Dicha propuesta de carta operativa deberá mantenerse disponible para observaciones por parte de los coordinados durante un período mínimo de 5 días hábiles previo a su entrada en vigencia. El Coordinador deberá responder dichas observaciones dentro del mismo plazo y, en caso de ser necesario, incorporar las modificaciones pertinentes antes de la publicación definitiva. La carta | No se acoge | Ver respuesta ID 108 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|--|
| | | | | operativa final y la actualización de las condiciones consignadas en los ICC deberán comunicarse a la Empresa Distribuidora y a los titulares involucrados | | |
| 284 | Aediles Talinay Chile SpA | 3-50 | Las congestiones no son provocadas por generación. son provocados por desbalance de oferta y demanda o cambios en la topología y/o capacidades de la red de Tx o Dx | Precisar el inciso así: "La limitación de potencia podrá ser levantada permanentemente sólo si, mediante el estudio semestral elaborado por el Coordinador se constata que, en las condiciones de operación evaluadas, la capacidad de inyección autorizada del proyecto no contribuirá a superar los límites técnicos establecidos en la red, considerando el estado de oferta y demanda, así como la topología y capacidades vigentes de las instalaciones de transmisión y distribución." | No se acoge | Ver respuesta ID 300 |
| 285 | Aediles Talinay Chile SpA | 3-51 | Respecto al primer inciso de este artículo, 10 días es un plazo extenso para poder notificar. Por otro lado, se debe agregar un artículo para indicar los plazos de coordinados para obedecer estas instrucciones y las consecuencias que se tendrán en caso de no acatar | Se propone precisar el inciso para explicitar alcance, plazos, formato y responsabilidades, asegurando consistencia con los Artículos 3-27 a 3-29 (escenarios), 1-11 (bloques horarios) y el Capítulo 9 (operación y coordinación). | No se acoge | La observación carece de propuesta por lo que no permite hacer un análisis de lo planteado. |
| 294 | Coordinador Eléctrico Nacional | 3-4 | Se recomienda incluir en el convenio de operación, la identificación de la solución a implementar para el envío de señales de monitoreo y control del PMGD. | Incluir en literal iv) -previo al ;- lo siguiente: "...", solución a implementar por el propietario del PMGD, para el envío de señales de monitoreo y control del PMGD" | No se acoge | Lo observado no corresponde a la materia que trata el Artículo 3-4 de la presente Norma Técnica. |
| 295 | Coordinador Eléctrico Nacional | 3-48 | Texto a observar: "Avance de conexión de los PMGD declarados en construcción" Se sugiere precisar el alcance temporal del estudio. Considerando que el Estudio de Congestión tiene una periodicidad semestral, el horizonte de análisis y los proyectos PMGD identificados como "declarados en construcción" debieran corresponder exclusivamente a aquellos cuya entrada en | El Estudio Semestral de Congestionamientos deberá considerar en su análisis de acuerdo con el grado de avance efectivo de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda proyectados para la zona de influencia y el grado de avance de la conexión de los PMGD involucrados en dicho horizonte, cuya fecha de entrada en operación esté prevista dentro de los seis meses del período analizado, en coherencia con el carácter | Se acoge | |


| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|--|
| | | | <p>operación se prevea dentro del período evaluado.</p> <p>En caso de no establecerse explícitamente este límite, podría generarse una sobreestimación del número de proyectos considerados en el análisis, incorporando instalaciones con horizontes de conexión más extensos, lo que afectaría la representatividad y el diagnóstico estructural del estudio.</p> | <p>semestral del estudio. Para ello, deberá considerarse como fecha estimada de conexión de los PMGD establecida en la resolución de declaración en construcción de la Comisión Nacional de Energía.</p> | | |
| 296 | Coordinador Eléctrico Nacional | 3-48 | <p>Texto a Observar: "Centrales generadoras"</p> <p>Se sugiere revisar la redacción del término "centrales generadoras", ya que podría prestarse a interpretaciones amplias que incluyan unidades de generación del sistema eléctrico distintas a los PMGD, como centrales térmicas diésel u otras instalaciones que se conecten a la transmisión zonal no vinculadas al segmento objeto del estudio.</p> <p>A fin de mantener la coherencia con el propósito del análisis, se considera conveniente precisar que el estudio se limita a las condiciones de inyección de los PMGD en redes de distribución y transmisión zonal, sin incorporar modelaciones o despachos asociados a otras centrales del sistema cuya operación es coordinada por el Coordinador.</p> <p>Asimismo, sería recomendable definir explícitamente los criterios de despacho o representación considerados para los PMGD en el estudio, de modo de evitar ambigüedades metodológicas que puedan significar después requerimientos de interpretaciones regulatorias o discrepancias innecesarias.</p> | <p>Adicionalmente, en el estudio en cuestión el Coordinador deberá considerar las centrales generadoras los PMGD existentes y previstos a conectar durante el semestre de estudio, los sistemas de almacenamiento y retiros para clientes libres o regulados considerando el percentil 2 % de la distribución de demanda en el análisis de la zona de influencia. A efecto de lo anterior, se deberán considerar para cada zona de influencia, distintos tantos escenarios como se requiera debido a las fechas de puesta en servicio que se indique en las correspondientes declaraciones en construcción de los PMGD y estén dentro del período de 6 meses del horizonte del estudio, así como las distintas estacionalidades la operación diurna y nocturna, que pudieran ser relevantes en el análisis de las congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal.</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción del Artículo en el siguiente sentido: "[...]Adicionalmente, en el estudio en cuestión el Coordinador deberá considerar las centrales generadoras a los PMGD en operación y aquellos previstos a conectar durante el semestre de análisis, así como los sistemas de almacenamiento y los retiros para clientes libres o regulados, considerando el percentil 2 % de la distribución de demanda en el análisis de la zona de influencia.</p> <p>A efecto de lo anterior, se deberán considerar para cada zona de influencia, distintos los escenarios de inyecciones y retiros que se requieran en función a las fechas de puesta en servicio indicadas en las respectivas resoluciones de declaraciones en construcción de los PMGD, que se encuentren dentro del horizonte del estudio de seis meses. Asimismo, el análisis debe distinguir, así como las distintas estacionalidades la operación diurna y nocturna, y cualquier otra condición que pudieran ser relevantes en el</p> |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--------------------|--|---|
| | | | <p>Texto a Observar: "Retiros de clientes libres y regulados"</p> <p>La redacción propuesta podría generar ambigüedad respecto de los niveles de demanda que deben considerarse en el análisis. La NTCO vigente establece que, para efectos de los estudios, la demanda a utilizar corresponde al percentil 2 % de la distribución de demanda.</p> <p>En este contexto, la incorporación de "retiros de clientes libres y regulados" sin definir el criterio de selección aplicable (por ejemplo, máximo, promedio o percentil) podría dar lugar a interpretaciones diversas y afectar la consistencia metodológica del estudio, sobre todo dado que no nos parece que sea práctico que este estudio pretenda colocarse un muchos escenarios posibles reales, pues nunca va a poder "apuntarle" a la realidad operativa, pero sí puede determinar limitaciones o liberaciones de carácter estructural, lo cual es coherente con definir un cierto percentil suficientemente pequeño, para representar la envolvente de posibilidades.</p> <p>Texto a Observar: "estacionalidades del año"</p> <p>El concepto de "estacionalidades del año" podría resultar ambiguo y metodológicamente difícil de aplicar al alcance del Estudio Semestral de Congestión, considerando que este posee una periodicidad de seis meses. Con todo, debido a la evidente diferencia entre el día y la noche, dada la naturaleza fotovoltaica de la mayoría de los PMGD, sí nos parece razonable y necesario discriminar entre</p> | | | análisis de las congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal. [...]" |


| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|---------------|
| | | | estos 2 escenarios. Adicionalmente, parece ser más importante, definir tantos escenarios por zona de influencia, como fechas de PES de nuevos PMGD dentro del semestre en estudio, lo anterior porque dichas PES sí pueden modificar las restricciones estructurales de la transmisión zonal a la que se conectan. A nuestro juicio, los escenarios necesarios y suficientes para capturar los cambios estructurales corresponden a las condiciones día y noche y de PES de infraestructura (PMGD y Transmisión). | | | |
| 297 | Coordinador Eléctrico Nacional | 3-48 | <p>Texto a Observar: "El Coordinador deberá considerar en su evaluación, al menos, los siguientes escenarios"</p> <p>La definición de tres escenarios obligatorios podría no alinearse plenamente con la finalidad del Estudio Semestral de Congestión en Transmisión Zonal.</p> <p>Actualmente, el estudio considera un único escenario base —dividido en condiciones de operación diurna y nocturna— el cual ya incorpora los escenarios "Real" y "Proyectado", resultando suficiente para identificar restricciones estructurales bajo condiciones representativas de carga y generación.</p> <p>En este contexto, el escenario "Exigente" no sería necesario, dado que los PMGD con ICC vigente no se encuentran en construcción ni cuentan con certeza de conexión dentro del horizonte temporal del estudio, representando más bien proyectos potenciales que aún no se traducen en compromisos efectivos de conexión.</p> | <p>El Coordinador deberá considerar en su evaluación, al menos, los siguientes escenarios: un escenario real considerando a todos los PMGD que ya han iniciado su Puesta en Servicio, y un los escenarios proyectados que considere a todos los PMGD que cuenten con Declaración en Construcción vigente dentro de los seis meses del periodo analizado. y un escenario más exigente que considere a todos los PMGD con ICC vigente</p> | Se acoge | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|--|
| 298 | Coordinador Eléctrico Nacional | 3-48 | <p>Texto a Observar: Incluir una carta operativa de inyecciones</p> <p>De la redacción de este texto, parece desprenderse que las cartas operativas corresponderían a instrucciones de inyecciones reducidas, que podría otorgarle al Estudio Semestral de Congestión un carácter operativo que no se condice con su naturaleza y difícilmente se dará en la realidad.</p> <p>El estudio tiene como finalidad diagnosticar restricciones estructurales de inyección de PMGD y evaluar la factibilidad de levantar restricciones impuestas en los respectivos ICC, dentro de un marco de análisis semestral.</p> | <p>En todos los escenarios evaluados el Coordinador deberá identificar si existe o no congestión y cuantificar la potencia que cada PMGD podría ver limitada liberada en el periodo de análisis. Como parte de los resultados del Estudio, se deberá incluir una carta operativa de inyecciones reducidas para cada escenario y de acuerdo con la estacionalidad del año.</p> <p>El horizonte de evaluación deberá contemplar un periodo de análisis de seis meses que permita detectar aquellas ventanas temporales, en las cuales sea posible levantar parcial o totalmente las restricciones por congestión impuestas por el ICC, de manera temporal cuando corresponda.</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...] En todos los escenarios evaluados el Coordinador deberá identificar si existe o no congestión y cuantificar la potencia que cada PMGD podría ver limitada liberada en el periodo de análisis. Como parte de los resultados del Estudio, se deberá incluir una carta operativa de inyecciones reducidas para cada escenario y de acuerdo con la estacionalidad del año.</p> <p>El horizonte de evaluación deberá contemplar un periodo de análisis de seis meses, a efecto de evaluar si es posible levantar totalmente las restricciones por congestión consignadas en el ICC.</p> <p>Asimismo, el Coordinador deberá informar en el Estudio de Congestiones los casos en que exista inyección proveniente de almacenamiento y centrales generadoras que se conectan al sistema de transmisión zonal, y que pudieran provocar limitaciones de inyección del PMGD. [...]."</p> |
| 299 | Coordinador Eléctrico Nacional | 3-49 | <p>Texto a Observar: Medidas permanentes para levantamiento de restricción de inyección</p> <p>El estudio tiene como finalidad diagnosticar restricciones estructurales de inyección de PMGD y evaluar la factibilidad de levantar restricciones impuestas en los respectivos ICC, dentro de un marco de análisis semestral.</p> | <p>En aquellos casos en que los resultados del el Estudio Semestral de Congestiones indique que existen periodos transitorios en los cuales, por razones estacionarias u otras consideraciones del estudio, el PMGD pueda inyectar parcial o totalmente su potencia la potencia aprobada a las redes de distribución sin provocar congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal, el Coordinador podrá levantar temporalmente dicha restricción impuestas en el ICC dentro de los seis meses del periodo analizado. operativa.</p> <p>Estas medidas serán informadas en el estudio y remitidas tanto al PMGD como a la Empresa Distribuidora, a efectos de su consideración en la operación del PMGD. Dichas medidas</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...] Artículo 3-49. Levantamiento de restricción de inyección.</p> <p>La limitación de potencia podrá ser levantada permanentemente sólo si, mediante el estudio semestral elaborado por el Coordinador, se constata que la operación de dicha central a su capacidad de inyección máxima no provocará la congestión señalada en el Artículo 3-47.</p> <p>El levantamiento antes señalado será informado en el estudio y remitido tanto al PMGD como a la Empresa Distribuidora, a efectos de su consideración en la operación del PMGD. [...]."</p> |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|---------------|
| | | | | deberán establecer claramente las condiciones y períodos en la cual se podrá aplicar el levantamiento transitorio de la restricción consignada. | | |
| 300 | Coordinador Eléctrico Nacional | 3-50 | <p>Texto a Observar: Medidas temporales para modificaciones de restricción de inyección</p> <p>El estudio tiene como finalidad diagnosticar restricciones estructurales de inyección de PMGD y evaluar la factibilidad de levantar restricciones impuestas en los respectivos ICC, dentro de un marco de análisis semestral. No se observa la necesidad de incorporar este artículo, dado que cada semestre se debe reevaluar las condiciones de cada zona y, levantar una restricción de forma permanente más allá de los seis meses, podría presentarse como un derecho permanente difícil de modificar si es que se requiriera a raíz de los semestrales siguientes.</p> | Eliminar Artículo 3-50 | Se acoge | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|--|
| 301 | Coordinador Eléctrico Nacional | 3-51 | <p>Texto a Observar: Notificación de constatación de las condiciones operativas</p> <p>El estudio tiene como finalidad diagnosticar restricciones estructurales de inyección de PMGD y evaluar la factibilidad de levantar restricciones impuestas en los respectivos ICC, dentro de un marco de análisis semestral.</p> | <p>El Coordinador deberá notificar en un plazo máximo de 10 días, posterior a la publicación del Estudio Semestral de Congestiones, al propietario u operador del PMGD, a la Empresa Distribuidora, a la Comisión, a la Superintendencia y a la empresa de transmisión correspondiente, las medidas tanto temporales como permanentes sobre el levantamiento de las restricciones del PMGD impuestas en el ICC dentro de los seis meses del período analizado. de operación del PMGD.</p> <p>Cabe señalar que, las medidas para levantamiento de restricciones derivadas del análisis de la congestión en transmisión zonal, ya sean temporales o permanentes, autorizan al PMGD a modificar su capacidad de inyección impuesta en el ICC de excedentes de energía y potencia a la red de distribución. Lo anterior, no obsta a que la Empresa Distribuidora establezca restricciones operativas adicionales producto de aquellas consideraciones específicas establecidas en el ICC, en cuanto a el desarrollo de las Obras Adicionales, Ajustes o Adecuaciones para un determinado nivel de inyección.</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "El Coordinador deberá notificar en un plazo máximo de 10 días, posterior a la publicación del Estudio Semestral de Congestiones, al propietario u operador del PMGD, a la Empresa Distribuidora, a la Comisión, a la Superintendencia y a la empresa de transmisión correspondiente, las medidas tanto temporales como permanentes sobre el levantamiento de las restricciones de operación del PMGD consignadas en el ICC dentro de los seis meses del período analizado.</p> <p>Cabe señalar que, las medidas para levantamiento de restricciones derivadas del análisis de la congestión en transmisión zonal, ya sean temporales o permanentes, autorizan al PMGD a modificar su capacidad de inyección consignada en el ICC de excedentes de energía y potencia a la red de distribución. Lo anterior, no obsta a que la Empresa Distribuidora establezca restricciones operativas adicionales producto de aquellas consideraciones específicas establecidas en el ICC, en cuanto al desarrollo de las Obras Adicionales, Ajustes o Adecuaciones para un determinado nivel de inyección."</p> |
| 302 | Coordinador Eléctrico Nacional | 3-53 | Respecto del punto IV, se propone detallar el alcance de la revisión que corresponde efectuar al Coordinador en esta instancia. Dicha revisión contempla el análisis de las restricciones asociadas a eventuales congestiones en las instalaciones de transmisión zonal, además del el levantamiento de dichas limitaciones, tanto en carácter temporal como permanente. | iv.El Coordinador deberá verificar que el monto de inyección del proyecto se encuentre comprendido en alguno de los escenarios establecidos en el ICC vigente, considerando las restricciones asociadas a eventuales congestiones en las instalaciones de transmisión zonal , así como las limitaciones derivadas de la no culminación de las obras adicionales vinculadas al proyecto. Asimismo, deberá evaluar el levantamiento de dichas restricciones, de | Se acoge parcialmente | Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...]v. El Coordinador deberá verificar que el monto de inyección del proyecto se encuentre comprendido en alguno de los escenarios establecidos en el ICC vigente, considerando las restricciones asociadas a eventuales congestiones en las instalaciones de transmisión zonal, así como las limitaciones derivadas de la no culminación de las obras adicionales vinculadas al proyecto. Asimismo, deberá evaluar el levantamiento de dichas restricciones, |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|---|
| | | | | carácter temporal o permanente, conforme a lo establecido en la presente Norma | | conforme a lo establecido en la presente norma técnica. [...]". |
| 303 | Coordinador Eléctrico Nacional | 3-53 | Se propone especificar el alcance de las limitaciones mencionadas en el presente párrafo. | Adicionalmente, en caso de que durante el proceso de verificación de la PES se constate un cambio en las condiciones que dieron origen a las limitaciones de inyección consignadas en el ICC, asociadas a eventuales congestiones en las instalaciones de transmisión zonal conectadas aguas arriba de la subestación primaria de distribución o en la propia subestación primaria donde se conecta el proyecto , el Coordinador podrá aplicar medidas temporales para el levantamiento de dichas restricciones de inyección, conforme a lo dispuesto en el Título 3-8 de la presente Norma Técnica. Estas medidas deberán ser informadas tanto al PMGD como a la Empresa Distribuidora, con el objeto de que sean debidamente consideradas en la operación del proyecto. | Se acoge | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|--|
| 310 | Coordinador Eléctrico Nacional | General | <p>Lo que entendemos de la lectura del Título 3-8 es que el objetivo del Estudio Semestral de Congestión en Transmisión Zonal estaría orientado a determinar condiciones de operación específicas y puntuales con hasta 6 meses de adelanto, bajo escenarios que con muy baja probabilidad reflejarán las múltiples condiciones posibles de la operación real. A juicio nuestro, es recomendable que se ajuste la redacción para evitar ambigüedades en la interpretación respecto del objetivo que es evaluar restricciones estructurales de inyección de PMGD.</p> <p>Asimismo, la incorporación de "cartas operativas" derivadas de un estudio de carácter proyectivo podría generar superposición o confusión respecto de las instrucciones operativas. Lo anterior debido a que el concepto "Cartas Operativas" se podría interpretar como instrucciones para la operación más que información que permita liberar restricciones de forma estructural para el semestre en cuestión.</p> <p>En este contexto, se sugiere revisar la redacción de forma tal asegurar la correcta interpretación respecto del enfoque del estudio como una herramienta con visión de mediano plazo, orientada a identificar restricciones estructurales que se puedan dar durante los siguientes 6 meses.</p> | <p>Revisar el alcance del Título 3-8 para asegurar la correcta interpretación respecto del carácter de visión de mediano plazo, orientada a identificar restricciones estructurales del Estudio Semestral de Congestión en Transmisión Zonal.</p> <p>Se sugiere clarificar que las medidas operativas de despacho en tiempo real, que afecten la inyección de PMGD, se determinen mediante coordinación directa entre las Empresas Distribuidoras y el Coordinador y no mediante resultados de estudios semestrales.</p> | Se acoge parcialmente | La observación se acoge parcialmente. En este sentido, se ajustan los criterios a considerar para la realización del Estudio Semestral de congestiones en los términos de las respuestas a la ID 295, ID 296, ID 297 y ID 298. |
| 319 | Colbún S.A | General | Con el fin de garantizar un acceso justo, eficiente, equitativo, y competitivo de los PMGD al mercado, se sugiere reforzar en la Norma Técnica los principios de transparencia, celeridad y no discriminación en el proceso de conexión. En particular, sería conveniente asegurar que la tramitación se realice dentro | Se solicita incluir medidas para garantizar el acceso en tiempo y forma de los PMGD al sistema de distribución. | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|--|
| | | | de los plazos normativos establecidos y que exista un mecanismo de seguimiento y verificación que permita confirmar que las condiciones definidas en la norma se cumplan de manera oportuna y conforme a lo dispuesto. | | | |
| 320 | Colbún S.A. | 3-47 | El Artículo 3-47 establece que los estudios semestrales de congestiones deberán ser sometidos a observaciones de los coordinados, quedando a discreción del Coordinador la fijación de los plazos para las respuestas de dichas observaciones. Por tanto, se considera fundamental para la certidumbre regulatoria de los coordinados e interesados, que se incorpore un plazo máximo para que el Coordinador entregue la respuesta y el tratamiento a las observaciones planteadas. | Proponemos añadir un inciso al Artículo 3-47 que establezca que: <i>"El Coordinador deberá emitir una respuesta formal a las observaciones recibidas dentro de un plazo máximo de 10 días hábiles, contados desde la finalización del período de observaciones de los coordinados, indicando una respuesta a cada una de ellas."</i> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 100 |
| 321 | Colbún S.A. | 3-27 | Para la evaluaciones de impacto de conexión de los PMGD que presenten coincidencias horarias en redes de distribución, el artículo establece que en todos los casos de análisis, se aplicará un margen de seguridad del 20% sobre la potencia máxima determinada, con el objeto de resguardar la seguridad y continuidad del suministro. En este sentido, para asegurar las evaluaciones de impacto de forma justificada y cumpliendo todos los escenarios de operación definidos en la norma, creemos relevante aclarar la justificación técnica y de seguridad que respalde la necesidad de implementar un margen del 20% de la potencia máxima proyectada. | Se solicita aclarar lo indicado en la observación. | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |
| 322 | Colbún S.A. | 3-25 | El artículo establece que para los procesos de conexión que son calificados de alto impacto para la red, los resultados de los estudios estarán disponibles al sexto mes del inicio de los estudios respectivos. Consideramos que estos cambios introducen incertidumbre en | Se propone modificar el artículo con lo siguiente: <i>"Serán considerados procesos de conexión de alto impacto cuando se cumplan las condiciones establecidas en los literales siguientes. En dichos casos, los resultados finales de los estudios deberán estar</i> | No se acoge | Lo solicitado por la observante difiere de lo señalado en el primer inciso del artículo 60° del Reglamento |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|--|
| | | | plazos y en la planificación, al ocurrir después del inicio de la etapa de revisión de estudios. Es por esto que se sugiere que se informe a los interesados en un periodo de tiempo menor a lo definido en la norma, por ejemplo 5 días, si ocurre una modificación en la topología o hay un desestimiento/vencimiento de ICC precedente. | <i>disponibles el sexto mes a los 5 días de comenzada finalizada la realización de los estudios, de manera que estos sean considerados por la Empresa Distribuidora para la emisión del ICC y la elaboración del Informe de Costos de Conexión.</i> | | |
| 323 | Colbún S.A. | 3-19 | <p>En este artículo se define la fórmula para evaluar el impacto de la variación de la tensión previa a la conexión de un PMGD determinado, la cual se determina a partir de la potencia de cortocircuito en un punto ubicado al final del Alimentador asociado al circuito de red que queda conectado aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD, expresado en MVA, sin considerar el aporte de los otros medios de generación y sin la central en evaluación.</p> <p>A partir de esto, creemos que esa definición puede generar ambigüedades cuando las redes de distribución son complejas con múltiples ramales y mallas. Por lo que sugerimos que se agregue una definición topológica estandarizada para identificar el final y hacer el cálculo con respaldo consistente. También se sugiere cambiar "final" por "lejano".</p> | <p>Se propone la siguiente modificación al artículo: "Potencia de cortocircuito en un punto ubicado al final determinada en el punto más lejano del alimentador asociado al circuito de red que queda conectado aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD, expresado en MVA, sin considerar el aporte de otros medios de generación ni de la central en evaluación. La identificación de dicho punto deberá realizarse conforme a una definición topológica estandarizada establecida por la Superintendencia, que asegure la trazabilidad y consistencia del cálculo en distintas configuraciones de red."</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...]Potencia de cortocircuito en un el punto más lejano al final del Alimentador asociado al circuito de red que queda conectado aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD, expresado en MVA, sin considerar el aporte de los otros medios de generación y sin la central en evaluación. [...]".</p> |
| 324 | Colbún S.A. | 3-16 | <p>El artículo define las consideraciones para que los PMGD y los EG puedan calificar para un proceso de conexión expeditivo. Para esto, se determina que en el caso de los EG previstos a conectar, sólo se considerarán a aquellos que tengan una capacidad instalada mayor a 100 kW y una solicitud de conexión aprobada. Creemos que es necesario especificar en detalle el estándar de "solicitud de conexión aprobada" para EG, ya que esto podría ser menos riguroso que el requisito para PMGD,</p> | Se solicita precisar lo indicado en la observación. | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...]En el caso de los EG previstos a conectar, solo se considerarán a aquellos que tengan una capacidad instalada mayor a 100 kW y que cuenten con una respuesta a la solicitud de conexión aprobada por la Empresa Distribuidora. [...]".</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|--|
| | | | que deben tener un ICC aprobado y vigente para ser considerados en el modelo. Esta diferencia podría introducir incertidumbre en el modelo del alimentador si hay muchos EG en trámite. | | | |
| 325 | Colbún S.A. | 3-51 | Si bien el artículo define la obligación del Coordinador de notificar las medidas de levantamiento de restricciones de operación de los PMGD derivadas del análisis de congestiones, no se establece un procedimiento, ni plazos específicos para los casos en que la Empresa Distribuidora (ED) mantenga restricciones operativas posteriores al levantamiento de la congestión zonal. En este contexto, se considera necesario incorporar un mecanismo con procedimientos y plazos claros y transparentes que obligue a la ED a justificar, documentar y comunicar formalmente cualquier restricción operativa que permanezca aún después del levantamiento de congestión zonal, especialmente cuando el Coordinador ha autorizado el levantamiento permanente de la restricción de inyección conforme al Artículo 3-50. | Se propone incorporar un nuevo inciso al artículo: <i>"En los casos en que, una vez levantada de manera permanente la restricción de inyección por parte del Coordinador, la Empresa Distribuidora mantenga restricciones operativas adicionales, esta deberá justificar y documentar técnicamente dichas restricciones dentro de un plazo máximo de diez días hábiles contados desde la notificación del levantamiento. Dicha información deberá ser notificada al propietario u operador del PMGD, al Coordinador y a la Comisión"</i> | No se acoge | La observación no se acoge. La Empresa Distribuidora no puede imponer restricciones operacionales producto de limitaciones en el Sistema de Transmisión Zonal. |




Observaciones Capítulo 4

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--|--|--|
| 40 | Chilquinta Distribución S.A. | 4-3 | <p>El Art. 4-3 señala:</p> <p>"El Factor de Referenciación de un Alimentador deberá ser calculado por la Empresa Distribuidora una vez al año y comunicado al Coordinador y a los propietarios de los PMGD. La fecha de comunicación será el primer día del mes de noviembre. Para el cálculo, se deberán utilizar como datos, los registros horarios de la operación real de demanda del Alimentador y generación de los PMGD desde una fecha que represente el estado actual del Alimentador hasta el 30 de septiembre del año del cálculo en curso. Asimismo, la red de distribución utilizada para el cálculo debe corresponder a la red operativa real y a la topología que se encuentra efectivamente implementada a la fecha del cálculo. Lo anterior, podrá ser fiscalizado por la Superintendencia, pudiendo esta ejecutar las medidas administrativas que correspondan en caso de detectar la entrega de información errónea, inconsistente o no representativa. Además, se deberán utilizar y considerar en el cálculo los perfiles de tensión en cabecera de él (los) Alimentador(es) y los requerimientos de reactivos por parte de los PMGD."</p> <p>La justificación radica en la necesidad de actualizar el FR con nuevas solicitudes procesadas de proyectos StandAlone, los cuales podrían modificar la curva de demanda del alimentador donde proyecten su conexión.</p> | <p>Se solicita sejar según lo siguiente:</p> <p>"El Factor de Referenciación de un Alimentador deberá ser calculado por la Empresa Distribuidora una vez al año y comunicado al Coordinador y a los propietarios de los PMGD. La fecha de comunicación será el primer día del mes de noviembre. Para el cálculo, se deberán utilizar como datos, los registros horarios de la operación real de demanda del Alimentador y generación de los PMGD desde una fecha que represente el estado actual del Alimentador hasta el 30 de septiembre del año del cálculo en curso. Asimismo, la red de distribución utilizada para el cálculo debe corresponder a la red operativa real y a la topología que se encuentra efectivamente implementada a la fecha del cálculo. Lo anterior, podrá ser fiscalizado por la Superintendencia, pudiendo esta ejecutar las medidas administrativas que correspondan en caso de detectar la entrega de información errónea, inconsistente o no representativa. Además, se deberán utilizar y considerar en el cálculo los perfiles de tensión en cabecera de él (los) Alimentador(es) y los requerimientos de reactivos por parte de los PMGD. <u>El Factor de referenciación deberá ser actualizado, cada vez que entre en servicio un nuevo PMGD y/o un sistema de almacenamiento o existan cambios topológicos relevantes en la red.</u>"</p> | No se acoge | <p>La observación no se acoge. No es necesario incorporar lo solicitado por el observante, pues, lo relativo a la actualización por nuevos proyectos o cambios topológicos se encuentra regulado en el Artículo 4-9 de la presente norma técnica. Sin embargo, en cuando a los Sistemas de Almacenamiento Stand Alone se solicita revisar la respuesta tipo "Inclusión de sistemas de Almacenamiento Stand Alone".</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--|--|--|
| 41 | Chilquinta Distribución S.A. | 4-4 | <p>El Art. 4-4 señala:</p> <p>"Para la modelación de los escenarios de generación y demanda agregada, se deberá realizar un análisis de flujo de potencia a partir de los registros de las mediciones tomadas en la cabecera del Alimentador, considerando la opción de escalamiento de carga para el flujo de potencia. Las cargas del Alimentador se modelarán en los puntos donde existen transformadores de distribución, ponderando los niveles de carga del Alimentador en función de la potencia nominal de los transformadores de distribución."</p> <p>La norma indica que las cargas del alimentador pueden ser modeladas mediante la ponderación de los niveles de carga del alimentador en función de la potencia nominal de los transformadores de distribución. Sin embargo, para los casos en que la distribuidora cuente con datos que permitan una estimación/cálculo más preciso sobre el consumo/demanda de los clientes asociados a los transformadores de distribución, se propone como alternativa el uso de dichos datos para la modelación de cargas y demandas en los transformadores de distribución, lo que finalmente permite una estimación precisa de cargas y posterior cálculo de factores de referencia del alimentador.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"Para la modelación de los escenarios de generación y demanda agregada, se deberá realizar un análisis de flujo de potencia a partir de los registros de las mediciones tomadas en la cabecera del Alimentador, considerando la opción de escalamiento de carga para el flujo de potencia. Las cargas del Alimentador se modelarán en los puntos donde existen transformadores de distribución, ponderando los niveles de carga del Alimentador en función de la potencia nominal de los transformadores de distribución, <u>como alternativa, y en caso de disponibilidad de la información, será posible el uso de los datos de consumo asociados a los transformadores de distribución.</u></p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...]Las cargas del Alimentador se modelarán en los puntos donde existen transformadores de distribución, ponderando los niveles de carga del Alimentador en función de la potencia nominal de los transformadores de distribución. Sin perjuicio de lo anterior, y en caso de disponibilidad de la información, la Empresa Distribuidora podrá utilizar los datos de consumo o demanda asociados a los transformadores de distribución para realizar dicha modelación. [...]".</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|---------------|
| 206 | Empresas Eléctricas A.G. | 4-3 | <p>El primer párrafo del Art. 4-3 señala:</p> <p>"Asimismo, la red de distribución utilizada para el cálculo debe corresponder a la red operativa real y a la topología que se encuentra efectivamente implementada a la fecha del cálculo."</p> <p>Lo cual es incorrecto, la red a considerar debe ser para todos los efectos de análisis la red en su condición normal de operación, ya que considerar la configuración real de operación de la red, implica ampliar considerablemente la cantidad de escenarios posibles. esto ya que una alimentador se reconfigura permanentemente, haciendo imposible establecer un análisis para cada configuración. por lo demás el FR, es único por alimentador, ya que no se plantea la posibilidad de contar con una batería de configuración para aplicar en línea la que aplique en determinada reconfiguración. En adición, el realizar el cálculo sobre una condición que pudiese ser transitoria, podría distorsionar los resultados al considerar en cabecera medidas que no son representativas de dicha topología, generando así combinaciones Gx-Potencia consumida erróneos.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"Asimismo, la red de distribución utilizada para el cálculo debe corresponder <u>a la topología en condición normal de operación.</u>"</p> | Se acoge | |


| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|---|--|--|---------------|
| 268 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 4-3 | <p>El primer párrafo del Art. 4-3 señala:</p> <p>"Asimismo, la red de distribución utilizada para el cálculo debe corresponder a la red operativa real y a la topología que se encuentra efectivamente implementada a la fecha del cálculo."</p> <p>Lo cual es incorrecto, la red a considerar debe ser para todos los efectos de análisis la red en su condición normal de operación, ya que considerar la configuración real de operación de la red, implica ampliar considerablemente la cantidad de escenarios posibles. esto ya que una alimentador se reconfigura permanentemente, haciendo imposible establecer un análisis para cada configuración. por lo demás el FR, es único por alimentador, ya que no se plantea la posibilidad de contar con una batería de configuración para aplicar en línea la que aplique en determinada reconfiguración. En adición, el realizar el cálculo sobre una condición que pudiese ser transitoria, podría distorsionar los resultados al considerar en cabecera medidas que no son representativas de dicha topología, generando así combinaciones Gx-Potencia consumida erróneos.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"Asimismo, la red de distribución utilizada para el cálculo debe corresponder <u>a la topología en condición normal de operación.</u>"</p> | Se acoge | |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|--|
| 326 | Colbún S.A. | 4-3 | <p>El artículo establece las consideraciones para el cálculo del Factor de Referenciación (FR) de un alimentador, el cual se determina a partir de los registros horarios de operación real de demanda y de generación de los PMGD. Asimismo, se señala que, para efectos de este cálculo, la generación de los PMGD corresponderá a la potencia máxima de inyección que pueden aportar en su punto de conexión. Sin embargo, se considera relevante aclarar la metodología de cálculo para los casos en que la congestión zonal (según lo dispuesto en el Título 3-8) sea levantada temporalmente conforme al Artículo 3-49, y el PMGD incremente su nivel de inyección. En particular, se solicita precisar si el cálculo del FR debe basarse en la inyección real registrada durante dicho período o en el límite permanente definido en el ICC. Asimismo, se propone aclarar con mayor precisión el término “restricciones por congestión”, especificando si este hace referencia a la restricción autorizada por el Coordinador o a la restricción efectivamente ejercida durante el período analizado, especialmente considerando que el cálculo utiliza información histórica de operación.</p> | Se solicita precisar lo indicado en la observación. | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |



Observaciones Capítulo 5



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--|--|---|
| 10 | Enel Generación S.A. | 5-2 | El procedimiento actual de resolución de controversias es lento e incierto, lo que afecta la certeza regulatoria de los proyectos PMGD. | Establecer una etapa obligatoria de mediación técnica previa a la presentación formal, definir plazos máximos vinculantes para cada fase y conformar un panel técnico independiente para controversias de alta complejidad. | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Fuera del alcance" |



Observaciones Capítulo 7

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|---|--|---|
| 1 | Aigor Energías SpA | 7-3 | Se sugiere eliminar la oración "incluyendo el Punto de Conexión", debido a que hoy el empalme acorde al DS88 artículo 90 ya no pertenece al PMGD sino a las instalaciones de distribución que son administradas por las Distribuidoras, por cuanto el párrafo solo debiese aplicar a las instalaciones de PMGD cuyo empalme sea de propiedad de aquellos. | se sugiere agregar después de enlaces de comunicación. "La mantención con relación al punto de conexión será responsabilidad para aquellos PMGD en que no les sea aplicable el artículo 90 del DS88" | No se acoge | La observación no se acoge. Lo que se norma en este Artículo tiene relación con las instalaciones de interconexión del PMGD hacia la red de distribución. No se refiere a un elemento individual ni particular de dicha conexión. |
| 2 | Aigor Energías SpA | 7-8 | Debe ser consistente lo solicitado con el artículo 90 del DS88, en relación con las exigencias al punto de conexión. | Para aquellos empalmes en que no aplique el artículo 90 del DS88, las empresas deberán definir las características... | No se acoge | La observación no se encuentra debidamente justificada. La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada. Sin embargo, se aclara que el sentido del Artículo es definir las características de los equipos de monitoreo y control para un PMGD. |
| 3 | Aigor Energías SpA | 7-8 | Debe quedar definido el tiempo de requerimiento de las exigencias indicadas en el párrafo. | Los requerimientos indicados en el presente artículo, deberán quedar definidas al momento de emitida la ICC. Aquellos empalmes pertenecientes a los PMGD, la empresa Distribuidora deberá enviar mediante comunicación escrita, los requerimientos en base a la aplicación del presente artículo. | No se acoge | La observación no se acoge. No es necesario incorporar lo solicitado por el observante, puesto que en el Artículo 3-38 de la presente norma técnica se establece explícitamente que los requerimientos necesarios para la implementación del monitoreo y control son parte del contenido del Informe de Criterios de Conexión. En cuanto a los PMGD existentes, el Artículo Transitorio 10-3 otorga un plazo para su adecuada implementación. |


| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|---|--|---|
| 7 | Enel Generacion S.A | 7-15 | En el punto indica: "la primera de acuerdo con lo indicado en el Anexo Técnico "Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas" de la NTSyCS, es decir, a través de un enlace de comunicación exclusivo directo al Coordinador."; sin embargo en la NT no indica que el enlace de comunicaciones debe ser exclusivo. | La primera de acuerdo con lo indicado en el Anexo Técnico "Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas" de la NTSyCS, es decir, a través de un enlace de comunicación al Coordinador; con una dirección para cada equipo de medida." | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Fuera del alcance" |
| 17 | Reliable Nueva Energía S.A. | 7-8 | <p>El artículo deja a libre arbitrio de las empresas de distribución la definición de las características técnicas de los equipos de control y monitoreo para un PMGD y los protocolos de comunicaciones que permitirán la integración con los centros de control. Sin regular un estándar similar para la industria, dejando que cada empresa distribuidora fije un estándar distinto.</p> <p>Un segmento de la industria no debería quedar en manos de otro segmento, siendo que existe un marco regulatorio y normativo que está hecho para esto y más aún si existe el marco para el segmento de generación de gran escala, es importante que se den la señales de exigencias normativa clara para que la industria se desarrolle.</p> | La presente norma debería establecer las características técnicas principales y las exigencias máximas que podría ser exigida, por ejemplo lo máximo es el estándar que se exige en el anexo técnicos asociados a los Sistemas de Monitoreo. También el control se podría hacer por medio de las instalaciones del Coordinador dispuestas para la industria en general, donde las empresas de transmisión, distribución y generadores pueden disponer de las variables que ahí se entregan. | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto". Sin perjuicio de lo anterior, se señala que el sentido de la modificación normativa asociada a los sistemas de monitoreo y control regulados en la presente norma técnica tienen por objeto establecer una comunicación entre la Empresa Distribuidora y el PMGD. Lo planteado por el observante está en el ámbito de los sistemas de información y comunicación necesarios para la coordinación con el Coordinador, lo cual se encuentra establecido en otros instrumentos regulatorios. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--|--|---|
| 30 | Acciona Energía Chile Holdings S.A. | 7-6 | En el artículo 7-6 se hace mención en específico al Pliego Normativo de la Superintendencia que establece los tiempos y condiciones para la operación de la instalación de conexión. Se sugiere dejar el artículo más transversal ante eventuales cambios en los Pliegos Normativos de la Superintendencia. | Modificar el artículo 7-6 de acuerdo con lo siguiente: "[...]. La capacidad de estas deberá ser dimensionada para operar toda la instalación de Conexión, incluidos todos los elementos secundarios, protecciones y auxiliares, durante el tiempo y las condiciones establecidas en el correspondiente Pliego Técnico Normativo de la Superintendencia. [...]" | No se acoge | No se acoge la propuesta. Sin embargo, se ajusta el párrafo en el sentido de ampliar el alcance de lo señalado, según se indica a continuación: "[...] durante al menos dos horas cuando falte el apoyo desde la Red de Media Tensión el tiempo y las condiciones establecidas en el Pliego Técnico Normativo RPTD N°10 de la Superintendencia, o el que lo reemplace. No[...]". |
| 31 | Acciona Energía Chile Holdings S.A. | 7-8 | El primer inciso establece que las características técnicas de los equipos de control y monitoreo para un PMGD deberán ser definidas por las empresas distribuidoras. La actual redacción no da espacio a si el propietario de la instalación voluntariamente desea instalar un equipo de mejores prestaciones. Dado lo anterior se sugiere establecer que lo definido por las Empresas Distribuidoras sean características <u>mínimas</u> de los equipos de control y monitoreo. | Complementar el primer inciso del artículo 7-8 conforme lo siguiente: "Las Empresas Distribuidoras deberán definir características técnicas <u>mínimas</u> de los equipos de control y monitoreo para un PMGD". [...]" | No se acoge | La observación no se acoge. El sentido del Artículo es asegurar la adecuada integración de estos equipos con los Centros de Control de la Empresa Distribuidora. Permitir equipos con criterios operativos no alineados con los de la Empresa Distribuidora, aunque sean de mejores prestaciones, podría provocar incompatibilidades operativas que pongan en riesgo la coordinación entre las partes. |
| 42 | Chilquinta Distribución S.A. | 7-17 | Debería existir "el como" se efectuaran los posibles pagos o costos asociados al eventual uso de las PMGD en modo isla, además de los temas operativos/técnicos necesarios para estas operaciones. | Se debe crear las tarifas o método de como el costo será transferido | No se acoge | Se solicita revisar la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |
| 60 | DPP Holding Chile SpA | 7-8 | Sugerimos que es necesario precisar en el primer párrafo que la gestión de control y monitoreo por parte de la Distribuidora deberá limitarse exclusivamente a fines de seguridad y operación de la red de distribución, asegurando en todo momento el respeto al dominio, autonomía y operación independiente del titular del PMGD. | Se propone corregir el primer párrafo, en rojo la corrección : " <i>Las Empresas Distribuidoras deberán definir las características técnicas de los equipos de control y monitoreo para un PMGD. Además, deberán establecer los protocolos de comunicaciones necesarios para asegurar que dichos equipos se integren adecuadamente a sus centros de control, a efectos de monitorear y operar</i> " | Se acoge parcialmente | Se acoge parcialmente la observación. Lo planteado por el observante reduciría el alcance de los equipos de monitoreo y control sólo a funciones asociadas al artículo 9-7, impidiendo el cumplimiento de un monitoreo permanente de la red por parte de la Empresa Distribuidora y la verificación de los límites de inyección y bloques horarios en condiciones normales de operación. Sin embargo, se ajusta |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|--|--|--|
| | | | En este sentido, se propone ajustar la redacción a fin de evitar interpretaciones que puedan permitir una intromisión de la distribuidora en la gestión propia de las instalaciones del generador. | <i>adecuadamente la red de distribución y la instalación de conexión del PMGD, exclusivamente en los casos expresamente previstos en la presente Norma Técnica, en particular en lo establecido en su artículo 9-7."</i> | | la redacción del Artículo 7-8 en el siguiente sentido: "[...] a sus centros de control, a efectos de monitorear y operar[...]" |
| 65 | Gestión de Proyectos Eléctricos S.A. | 7-8 | De acuerdo con el Artículo N°120 del DS 125, los Coordinados deben asegurar que sus operaciones sean operadas mediante Centros de Control, los cuales se coordinarán en tiempo real con el CDC con el fin de cumplir las instrucciones y proporcionar información necesaria para la operación del Sistema. Los PMGD también debiesen cumplir con lo indicado en dicho Artículo, incluyendo la coordinación con la empresa Distribuidora. El PMGD debe ser quien elija el Centro de Control que lo operará y controlará, no puede quedar sujeto a que sea obligatoriamente la Empresa Distribuidora quien lo realice. | Los PMGD deberán asegurar que sus instalaciones sean operadas mediante Centros de Control, propios o de terceros distintos a los centros de control de las Empresas Distribuidoras, los cuales se coordinarán en tiempo real con el CDC del CEN y el centro de control de la Empresa Distribuidora correspondiente, con el fin de cumplir las instrucciones y proporcionar información necesaria para la operación de la red. Las Empresas Distribuidoras deberán definir las características técnicas necesarias para monitorear un PMGD. Además, deberán establecer los protocolos de comunicaciones necesarios para asegurar que dichos equipos se integren adecuadamente a sus centros de control, a efectos gestionar y operar adecuadamente la red de distribución y de monitorear el PMGD (...) | No se acoge | La observación no se acoge. Lo planteado por el observante es una obligación reglamentaria existente y no es una materia nueva introducida en la presente norma técnica. De acuerdo con lo establecido en el Artículo 120 del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico DS125, los coordinados deben asegurar que sus instalaciones sean operadas mediante Centros de Control coordinados en tiempo real con el Coordinador. Por otra parte, el sentido del Artículo 7-8 es regular lo relativo a los equipos de control y monitoreo en cuanto a establecer una adecuada coordinación técnica entre el PMGD y la Empresa Distribuidora, a efecto de mantener la seguridad y calidad de servicio en la red de distribución. Finalmente, si bien el artículo 93° del Reglamento DS88 indica que los PMGD operan bajo el régimen de autodespacho y que, por tanto, son responsables de determinar su inyección, esto no obsta de la obligación de coordinarse técnicamente con la Empresa Distribuidora para mantener la seguridad y calidad de servicio en la red de distribución, conforme con lo indicado en el Artículo 94° del mismo Reglamento. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|--|
| 83 | Compañía General de Electricidad S.A. | 7-8 | <p>El borrador no explicita que los PMGD deban cumplir requisitos mínimos de ciberseguridad de la Empresa Distribuidora para sus sistemas de control, monitoreo y comunicaciones. Esto es crítico dado que:</p> <p>(i) se exige comunicación operativa permanente (Art. 7-22)</p> <p>(ii) se prueban equipos de control/monitoreo en puesta en servicio (Art. 8-24)</p> <p>(iii) la pérdida de señal de monitoreo puede gatillar desconexión (Art. 9-7).</p> <p>Se propone incorporar un artículo que establezca el cumplimiento obligatorio de los estándares de ciberseguridad publicados y versionados por la Distribuidora en su Plataforma de Información Pública (Cap. 2), junto con evidencias, método de verificación y gestión de incidentes.</p> | <p>Se solicita agregar un último párrafo según lo siguiente:</p> <p><u>"Adicionalmente, los equipos de control y monitoreo para PMGD deberán cumplir con los requisitos de ciberseguridad establecidos por la Empresa Distribuidora, conforme a los estándares nacionales e internacionales vigentes en la materia. Estos requisitos deberán considerar, entre otros aspectos, la protección contra accesos no autorizados, la integridad de los datos transmitidos, la disponibilidad de los sistemas de monitoreo, y la capacidad de actualización de software y firmware para mitigar vulnerabilidades. La Empresa Distribuidora deberá publicar dichos requisitos de forma clara y accesible, asegurando su aplicación uniforme y no discriminatoria entre los distintos PMGD"</u></p> | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Fuera del alcance". Sin perjuicio de lo anterior, lo relacionado con la gestión de la seguridad de la información de la red de distribución es materia que se encuentra establecida en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. |
| 112 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 7-8 | La administración del control y monitoreo que corresponde desde la distribuidora debiese ser solo por seguridad, siempre y cuando, no pase a llevar el sentido de la propiedad del PMGD particular, es por esto que se hace necesario cambiar ciertas palabras del primer párrafo | Se propone arreglar el primer párrafo, en rojo la corrección : "Las Empresas Distribuidoras deberán definir las características técnicas de los equipos de control y monitoreo para un PMGD. Además, deberán establecer los protocolos de comunicaciones necesarios para asegurar que dichos equipos se integren adecuadamente a sus centros de control, a efectos de monitorear y operar adecuadamente la red de distribución y la instalación de conexión del PMGD, solo en los casos que se encuentre en la NT específicamente en el artículo 9-7. " | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID60 |
| 113 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 7-8 | Las nuevas exigencias de automatismos, redundancias y pruebas no consideran proporcionalidad por tamaño y tecnología, lo que sobrecarga a proyectos más pequeños. | Incorporar un criterio de proporcionalidad en la aplicación de automatismos, redundancias y pruebas según potencia y tecnología del PMGD. | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|--|
| 114 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 7-8 | Se deja en manos de distribuidora definir estándar de sistemas de monitoreo de control. Este estándar debería ser único y compatible tanto con la Dx como el coordinador. Debe definirse en un instrumento normativo | | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |
| 119 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 7-8 | La administración del control y monitoreo que corresponde desde la distribuidora debiese ser solo por seguridad, siempre y cuando, no pase a llevar el sentido de la propiedad del PMGD particular, es por esto que se hace necesario cambiar ciertas palabras del primer parrafo | Se propone arreglar el primer parrafo, en rojo la corrección : "Las Empresas Distribuidoras deberán definir las características técnicas de los equipos de control y monitoreo para un PMGD. Además, deberán establecer los protocolos de comunicaciones necesarios para asegurar que dichos equipos se integren adecuadamente a sus centros de control, a efectos de monitorear y operar adecuadamente la red de distribución y la instalación de conexión del PMGD, solo en los casos que se encuentre en la NT específicamente en el arituclo 9-7. " | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 60 |
| 120 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 7-8 | Se debe tener mayor claridad del equipamiento específico, un requerimiento mínimo de equipos más adicionales con el fin de cumplir con los estándares de diseño de la distribuidora. Con esto se puede tener mayor claridad de la cantidad a invertir. Además, el coordinado involucrado debe participar en la definición de características de los equipos, puesto que ellos son los que en gran parte asumirán los costos de compra e instalación este equipamiento. | | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |




| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|---------------|
| 207 | Empresas Eléctricas A.G. | 7-8 | <p>El Art. 7-8 señala:</p> <p>"Las Empresas Distribuidoras deberán definir las características técnicas de los equipos de control y monitoreo para un PMGD. Además, deberán establecer los protocolos de comunicaciones necesarios para asegurar que dichos equipos se integren adecuadamente a sus centros de control, a efectos de gestionar y operar adecuadamente la red de distribución y la instalación de conexión del PMGD."</p> <p>Se puede interpretar que los PMGD tendrán control sobre el equipo de protecciones</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"Las Empresas Distribuidoras deberán definir las características técnicas de los equipos de control y monitoreo para un PMGD. Además, deberán establecer los protocolos de comunicaciones necesarios para asegurar que dichos equipos se integren adecuadamente a los centros de control <u>de las empresas distribuidoras, a efectos de gestionar</u> y operar adecuadamente la red de distribución y la instalación de conexión del PMGD.</p> | Se acoge | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|---|
| 208 | Empresas Eléctricas A.G. | 7-18 | <p>Según el Art.1-12:</p> <p>En la definición de PMGD con Capacidad de Almacenamiento se indica que el almacenamiento debe realizarse por la energía eléctrica producida por la componente de generación. Lo que implica que no sería válido cargar las baterías con energía de la red eléctrica de distribución.</p> <p>Lo anterior implica utilizar una función de potencia inversa que garantice que el almacenamiento será realizado únicamente con energía de la componente de generación y no con la red de distribución.</p> | <p>Se solicita agregar el siguiente inciso:</p> <p>a) Sobrecorriente de Fase (Nema 50/51). b) Sobrecorriente Residual (Nema 50N/51N). c) Sobretensión de Secuencia Cero (Nema 59N). <u>d) Potencia inversa 32R.</u></p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción del Artículo 7-20 y 8-15, en el sentido de evitar que el PMGD con componente de almacenamiento cargue sus baterías desde la red de distribución. Se ajusta la redacción en el siguiente sentido:</p> <p>"Artículo 7-20. Limitación de potencia a inyectar y restricción de carga desde la red El PMGD no podrá superar los excedentes de potencia consignados en el respectivo ICC, ni operar fuera de los bloques horarios autorizados, cuando corresponda. Asimismo, un PMGD con componente de almacenamiento no podrá cargar su componente de almacenamiento desde la red de distribución.</p> <p>Para garantizar el cumplimiento de dichas condiciones, el PMGD deberá implementar los automatismos necesarios que permitan limitar sus inyecciones hacia la red y restringir la carga de la componente de almacenamiento desde la red de distribución, en caso de que corresponda. Lo anterior, en un tiempo máximo de actuación de 2 segundos. [...]".</p> <p>"Artículo 8-15. Prueba de limitación de inyecciones y restricción de carga desde la red [...]desconexión inmediata del PMGD. Adicionalmente, para los PMGD con componente de almacenamiento, se deberá realizar una prueba de restricción de carga desde la red de distribución. Esta prueba consistirá en verificar que el sistema de control bloquee el flujo de potencia desde la red de distribución hacia la componente de almacenamiento."</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|--|---|--|---|
| 229 | Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 7-8 | La gestión de control y monitoreo que corresponde ejecutar a la distribuidora debiese ser sólo por seguridad, siempre y cuando, no pase a llevar el sentido de la propiedad del PMGD particular, es por esto que se hace necesario cambiar ciertas palabras del primer párrafo. | Se propone corregir el primer párrafo, en rojo la corrección : "Las Empresas Distribuidoras deberán definir las características técnicas de los equipos de control y monitoreo para un PMGD. Además, deberán establecer los protocolos de comunicaciones necesarios para asegurar que dichos equipos se integren adecuadamente a sus centros de control, a efectos de monitorear y operar adecuadamente la red de distribución y la instalación de conexión del PMGD, sólo en los casos que se encuentre en la NT específicamente en el artículo 9-7. " | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 60 |
| 239 | Transelec S.A. | 7-23 | El presente artículo señala explícitamente que los PMGD se encuentran obligados a cumplir con lo dispuesto en la presente norma técnica. Sin embargo, respecto a lo anterior, la frase incluida en su inciso primero "a efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio de las redes de distribución " (énfasis añadido) no considera las medidas que se abordan en la presente norma para reducir el riesgo de congestiones en el sistema de transmisión que, asimismo, se establecen para resguardar la seguridad y calidad de servicio. A partir de lo planteado, se solicita ampliar el alcance de la exigencia planteada en el presente artículo a la totalidad del sistema eléctrico. Además, con la finalidad de señalar de forma explícita las implicancias de no cumplir con lo anterior, se solicita agregar un nuevo inciso segundo que señale que la SEC sancionara el incumplimiento de lo dispuesto en la normativa. | Se solicita agregar el siguiente inciso segundo al artículo 7-23: Artículo 7-23. Cumplimiento de la normativa técnica Los PMGD deberán en todo momento cumplir con los estándares y exigencias establecidas en la normativa técnica, que corresponda, a efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio de las redes de distribución del sistema. El incumplimiento de lo señalado en el inciso anterior será sancionable por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, según lo dispuesto en el artículo 3° N°23 de la ley 18.410. | No se acoge | La observación no se acoge. Lo planteado por el observante excede el alcance del Capítulo 7. El objeto de ese capítulo es regular las condiciones técnicas, de seguridad y calidad de servicio en el punto de conexión con la red de distribución. Lo anterior, no obsta el cumplimiento de las demás exigencias establecidas en la normativa vigente. Adicionalmente, no se encuentra necesario explicitar la facultad de la Superintendencia para sancionar ante un incumplimiento normativo, dado que es una facultad que emana de la Ley N°18.410 y sería una redundancia regulatoria reiterarla en esta normativa. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|---|---|--|----------------------|
| 269 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 7-18 | <p>Según el Art.1-12:</p> <p>En la definición de PMGD con Capacidad de Almacenamiento se indica que el almacenamiento debe realizarse por la energía eléctrica producida por la componente de generación. Lo que implica que no sería válido cargar las baterías con energía de la red eléctrica de distribución.</p> <p>Lo anterior implica utilizar una función de potencia inversa que garantice que el almacenamiento será realizado únicamente con energía de la componente de generación y no con la red de distribución.</p> | <p>Se solicita agregar el siguiente inciso:</p> <p>a) Sobrecorriente de Fase (Nema 50/51). b) Sobrecorriente Residual (Nema 50N/51N). c) Sobretensión de Secuencia Cero (Nema 59N). <u>d) Potencia inversa 32R.</u></p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 208 |
| 270 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 7-8 | <p>El Art. 7-8 señala:</p> <p>"Las Empresas Distribuidoras deberán definir las características técnicas de los equipos de control y monitoreo para un PMGD. Además, deberán establecer los protocolos de comunicaciones necesarios para asegurar que dichos equipos se integren adecuadamente a sus centros de control, a efectos de gestionar y operar adecuadamente la red de distribución y la instalación de conexión del PMGD."</p> <p>Se puede interpretar que los PMGD tendrán control sobre el equipo de protecciones</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"Las Empresas Distribuidoras deberán definir las características técnicas de los equipos de control y monitoreo para un PMGD. Además, deberán establecer los protocolos de comunicaciones necesarios para asegurar que dichos equipos se integren adecuadamente a los centros de control <u>de las empresas distribuidoras, para que éstas gestionen y operen</u> adecuadamente la red de distribución y la instalación de conexión del PMGD.</p> | Se acoge | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|--|
| 288 | Aediles Talinay Chile SpA | 7-8 | Se debe tener mayor claridad del equipamiento específico, un requerimiento mínimo de equipos más adicionales con el fin de cumplir con los estándares de diseño de la distribuidora. Con esto se puede tener mayor claridad de la cantidad a invertir. Además, el coordinado involucrado debe participar en la definición de características de los equipos, puesto que ellos son los que en gran parte asumirán los costos de compra e instalación este equipamiento. | | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |
| 311 | Coordinador Eléctrico Nacional | General | Se eliminó el Art. 7-32 (Reconexión al Sistema de Distribución) , por ende, se recomienda revisar los demás artículos que hacen referencia a la reconexión al sistema, los cuales son el Art. 8-21 y el literal d) del Art. 8.25. | No Aplica | Se acoge parcialmente | Se aclara que la materia del artículo señalado no ha sido eliminada. Dicha materia se ajustó en el Artículo 9-13, por lo que se corrige la referencia solicitada. Asimismo, se aclara que en el Artículo 8-25 literal d) no existe tal referencia. |
| 327 | Colbún S.A | 7-8 | El Artículo 7-8 establece que las Empresas Distribuidoras serán responsables de definir las características técnicas y los protocolos de comunicación de los equipos de control y monitoreo requeridos para los PMGD, con el fin de asegurar su adecuada integración a los centros de control y la correcta operación de las redes de distribución. Si bien esta disposición busca garantizar la compatibilidad operativa entre los sistemas de control del distribuidor y los PMGD, se observa que los equipos de control y monitoreo (como hardware de comunicación, sistemas SCADA, licencias y software de control) son activos de alta especialización tecnológica, cuyos costos de mercado pueden ser más volátiles y menos transparentes que los de la infraestructura eléctrica tradicional cubierta por el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR). Además, no resulta claro si los componentes electrónicos o | De acuerdo a la observación planteada, se sugiere incorporar una referencia de costo regulada o de mercado fácilmente auditable para disminuir el riesgo de que la Empresa Distribuidora justifique un costo incierto con base en una cotización interna o un proveedor único/propio. | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--------------------|--|---------------|
| | | | <p>protocolos de comunicación pueden ser considerados homologables a otros de características similares, lo que podría generar asimetrías de información al momento de determinar su valor o su necesidad técnica.</p> <p>Por lo anterior, se sugiere incorporar una referencia de costo regulada o de mercado fácilmente auditable para disminuir el riesgo de que la Empresa Distribuidora justifique un costo incierto con base en una cotización interna o un proveedor único/propio.</p> | | | |



Observaciones Capítulo 8

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|---|--|--|
| 18 | Reliable Nueva Energía S.A. | 8-24 | El artículo hace mención a "equipamiento telecomandado", lo que no está definido en ninguna parte. Se puede inferir a qué equipo se refiere la normativa, pero no es correcto dejar una normativa técnica a interpretaciones. La normativa debería ser clara a qué equipo se le aplicará el telecomando. | Incorporar a la normativa técnica la definición de "equipamiento telecomandado" y dejar explícitamente que el equipo telecomandado será el interruptor de acoplamiento. | Se acoge parcialmente | Se acoge lo planteado por el observante en el sentido de mantener una consistencia en los conceptos utilizados a lo largo de la presente norma técnica. Se ajusta la redacción en el Artículo 8-24 en el siguiente sentido: "[...]Para ello se deberá verificar que el equipamiento telecomandado interruptor de acoplamiento opera correctamente.". Asimismo, se ajusta la redacción en el Artículo 9-23 en el siguiente sentido: "[...]La Empresa Distribuidora será la responsable de comunicar al PMGD la causa y los antecedentes que dieron origen a la operación intempestiva del Equipo Telecomandado interruptor de acoplamiento ". |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|---|--|---|
| 32 | Acciona Energía Chile Holdings S.A. | 8-23 | Se solicita precisar las acciones que se realizarán en caso de que una modificación no autorizada por la Empresa Distribuidora sea considerada una acción que pone en riesgo la seguridad de las personas y de la red de distribución. | Complementar el último inciso del artículo 8-23 con lo siguiente: "[...]. Por tanto, cualquier modificación no autorizada por la Empresa Distribuidora se considerará una acción que pone en riesgo la seguridad de las personas y de la red de distribución. <u>La ejecución de cualquier modificación no autorizada por parte de la Empresa Distribuidora, implicará la desconexión del PMGD hasta que la Empresa Distribuidora pueda verificar que la modificación no pone en riesgo la seguridad de las personas y de la red de distribución, sin perjuicio de eventuales sanciones determinadas conforme la normativa vigente.</u> Para efectos de lo anterior, la Empresa Distribuidora deberá comunicar a la Superintendencia de la ejecución de modificaciones no autorizadas, entregando todos los antecedentes que disponga al efecto." | Se acoge parcialmente | La observación se acoge parcialmente, en el sentido de cómo proceder ante un caso como el descrito en el Artículo 8-23. Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...] se considerará una acción que pone en riesgo la seguridad de las personas y de la red de distribución. En tal caso, la Empresa Distribuidora deberá suspender la puesta en servicio y proceder conforme al Artículo 3-15, informando de esta situación a la Superintendencia para los fines que correspondan. [...]". |
| 43 | Chilquinta Distribución S.A. | 8-23 | El Art. 8-23 señala: "Los PMGD ajustados a bloques horarios no podrán modificar sus parámetros de protecciones, incluida la protección de limitación de potencia, salvo que cuenten con la aprobación previa y por escrito de la Empresa Distribuidora. Por tanto, cualquier modificación no autorizada por la Empresa Distribuidora se considerará una acción que pone en riesgo la seguridad de las personas y de la red de distribución." Se debe castigar/sancionar al PMGD que | Se solicita modificar según lo siguiente: "Los PMGD ajustados a bloques horarios no podrán modificar sus parámetros de protecciones, incluida la protección de limitación de potencia, salvo que cuenten con la aprobación previa y por escrito de la Empresa Distribuidora. Por tanto, cualquier modificación no autorizada por la Empresa Distribuidora se considerará una acción que pone en riesgo la seguridad de las personas y de la red de distribución. <u>Por lo cual, se desconectará el PMGD hasta regularizar o acordar los ajustes con la Distribuidora.</u> " | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 32 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--|--|---|
| | | | realice cambios en sus parametros de protecciones sin coordinación/autorización de la Distribuidora | | | |
| 61 | DPP Holding Chile SpA | 8-9 | El artículo no define con claridad el momento en que debe firmarse el Convenio de Operación respecto de la ejecución de las pruebas de puesta en servicio. En la práctica, dicho convenio suele suscribirse con anterioridad a la realización de las pruebas, a fin de permitir la coordinación entre las partes y la energización inicial de la instalación. | Se propone corregir en el último párrafo: <i>"Los resultados de las pruebas señaladas anteriormente deberán quedar anexadas al Convenio de operación, así como todas aquellas modificaciones o ajustes realizados con posterioridad a la puesta en servicio."</i> | Se acoge | |
| 84 | Compañía General de Electricidad S.A. | 8-9 | El Art. 8-9 señala: "n) Pruebas de equipos de control y monitoreo para PMGD." No explicita que la puesta en servicio deba incluir pruebas de integración al SCADA de la Empresa Distribuidora (pruebas "end-to-end" de telemedición/telecontrol desde RTU/IED del PMGD hasta el SCADA/Front-End de la Distribuidora). Dado que el Capítulo 8 contempla pruebas de equipos de control y monitoreo (Art. 8-24) y que en operación se exige monitoreo/ comunicación permanente y puede incluso desconectarse el PMGD por pérdida de señal (Art. 9-7), se requiere incorporar expresamente estas pruebas de integración en 8-9 para asegurar disponibilidad, calidad y trazabilidad antes de la Entrada en Operación. | Se solicita modificar el inciso n) según lo siguiente: <u>n) Pruebas de integración al sistema SCADA de la Empresa Distribuidora, incluyendo la verificación de la comunicación bidireccional, la correcta lectura de parámetros eléctricos, el funcionamiento de comandos remotos y la validación de alarmas y eventos. Estas pruebas deberán realizarse conforme a los protocolos definidos por la Empresa Distribuidora y quedarán registradas en el Convenio de operación</u> | No se acoge | No se acoge lo observado, toda vez que las Empresas Distribuidoras pueden optar por distintos sistemas para realizar el monitoreo y control de las instalaciones. Asimismo, el Artículo 8-24 recoge el sentido de lo propuesto por el observante, en cuanto hace referencia a las pruebas necesarias en los equipos de monitoreo y control para verificar que el PMGD esté debidamente comunicado e integrado al Centro de Control de la respectiva Empresa Distribuidora. Sin embargo, se ajusta la redacción en el Artículo 8-9 en el siguiente sentido: "[...] n) Pruebas de equipos de control y monitoreo para PMGD, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 8-24. [...] ". |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|----------------------|
| 85 | Compañía General de Electricidad S.A. | 8-21 | <p>El Art. 8-21 señala:</p> <p>"El PMGD que cuente con reconexión automática deberá verificar que dicha reconexión se realice según las exigencias del Artículo 1-1."</p> <p>El artículo establece que los PMGD con reconexión automática deben verificar el cumplimiento de las exigencias del Artículo 1-1. Sin embargo, esto no refleja adecuadamente los requisitos operativos específicos definidos en el Artículo 9-13, que regula las condiciones bajo las cuales puede realizarse una reconexión.</p> <p>Además, no se establece un límite temporal para la reconexión automática, ni delimita las causales que habilitan la reconexión automática a funciones determinadas de la protección RI. Esta omisión puede generar ambigüedad en la operación del PMGD y riesgos para la seguridad del sistema de distribución.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente</p> <p>"El PMGD que cuente con reconexión automática, previamente autorizada por la empresa distribuidora, deberá verificar que dicha reconexión se realice según las exigencias del Artículo 9-13.</p> <p>La reconexión automática sólo podrá realizarse durante los primeros 15 minutos a contar desde que la Empresa Distribuidora restablezca el servicio. Posteriormente a ello, la reconexión deberá realizarse en forma manual y en coordinación con el centro de control de la empresa distribuidora.</p> <p>La reconexión automática del PMGD sólo podrá ocurrir si la desconexión previa se ha producido por alguna de las siguientes funciones de la protección:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Subtensión, conforme al Artículo 9-10. • Frecuencia fuera de rango, conforme al Artículo 9-11. • Sobretensión de secuencia cero, conforme al Artículo 7-18 <p>En cualquier otra causal de apertura, la reconexión deberá ser manual y en coordinación con el centro de control de la empresa distribuidora.</p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 311 |
| 115 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 8-9 | Se complica entender la instancia en que el convenio de operación debe quedar firmado por lo que recomendamos con el fin de hacerlo aplicable desde antes dejar un que los resultados de las pruebas serán anexadas al convenio de operación | Se propone arreglar en el último párrafo., en rojo la corrección : "Los resultados de las pruebas señaladas anteriormente deberán quedar anexadas al Convenio de operación, así como todas aquellas modificaciones o ajustes realizados con posterioridad a la puesta en servicio." | Se acoge | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|--|
| 116 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 9-1 | Cierra la puerta de golpe a la posibilidad de servicios complementarios en distribución. (no controla activa la tensión) ni tecnología grid forming. | <p>Los PMGD y demás medios de generación y almacenamiento conectados a redes de distribución podrán habilitarse para prestar servicios complementarios y funciones de estabilidad de red, incluyendo, entre otros, regulación de tensión, control de potencia reactiva y activa, soporte inercial o sintético, capacidades grid-forming y black-start, cuando resulte técnica y operativamente factible.</p> <p>El Coordinador Eléctrico Nacional, en coordinación con las Distribuidoras, deberá establecer mediante instrucción técnica los requisitos y condiciones de prestación, interfaces de telemetría y control, criterios de medición y verificación, y procedimientos de habilitación y coordinación operativa aplicables a dichas prestaciones.</p> <p>Las Distribuidoras no podrán impedir ni limitar el control activo de tensión ni las funciones autorizadas cuando el titular cumpla los requisitos y estándares vigentes.</p> <p>Los aportes medibles y verificables a la calidad de servicio de la red de distribución serán reconocidos por el Coordinador conforme a la normativa de servicios complementarios y a la presente Norma Técnica, sin perjuicio de las disposiciones tarifarias que resulten aplicables.”</p> <p>Alternativa articulada (si prefieres incisos)</p> <p>Art. 9-1. Servicios complementarios en distribución.</p> <p>a) Los PMGD y demás medios conectados a redes de distribución podrán habilitarse para prestar servicios complementarios y funciones de estabilidad de red (regulación</p> | No se acoge | Lo observado no corresponde a la materia que trata el Capítulo 8 de la presente Norma Técnica. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|--|
| | | | | <p>de tensión, control P/Q, soporte inercial/sintético, grid-forming, black-start), cuando proceda técnica y operativamente.</p> <p>b) El Coordinador Eléctrico Nacional deberá dictar las instrucciones técnicas que definan condiciones de prestación, telemetría y control, ciberseguridad, y criterios de M&V, así como el procedimiento de habilitación y coordinación con las Distribuidoras.</p> <p>c) Cumplidos los requisitos, las Distribuidoras no podrán prohibir ni restringir el control activo de tensión ni las funciones habilitadas y deberán efectuar las coordinaciones operativas necesarias.</p> <p>d) Los aportes medibles y verificables a la calidad de la red de distribución serán reconocidos conforme a la normativa de servicios complementarios y a esta Norma, sin perjuicio de la regulación tarifaria aplicable.</p> | | |
| 121 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 8-9 | Se complica entender la instancia en que el convenio de operación debe quedar firmado por lo que recomendamos con el fin de hacerlo aplicable desde antes dejar un que los resultados de las pruebas serán anexadas al convenio de operación | Se propone arreglar en el último párrafo., en rojo la corrección : "Los resultados de las pruebas señaladas anteriormente deberán quedar anexadas al Convenio de operación, así como todas aquellas modificaciones o ajustes realizados con posterioridad a la puesta en servicio." | Se acoge | |
| 122 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 8-9 | Proyectos actualmente declarados en construcción, previo a publicación de este reglamento, ¿deberán incluir este equipamiento en la PES? | Especificar en algún transitorio asociado, si esto aplica a los proyectos que han sido declarados en construcción, por obtener la PES, previo la actualización de este borrador | No se acoge | La observación carece de propuesta de texto, lo que no permite un análisis de lo planteado. Sin embargo, se aclara que el Artículo Transitorio 10-3 abarca los plazos para realizar la implementación del equipamiento para monitoreo y control de PMGD. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|---------------------|
| 209 | Empresas Eléctricas A.G. | 8-24 | <p>Según el Art. 8-24:</p> <p>Se establece la necesidad de realizar pruebas de integración de los equipos de control y monitoreo al centro de control de la Empresa Distribuidora el día de la Puesta en Servicio. Sin embargo, estas pruebas no están mencionadas en el Artículo 8-9 de Generalidades, lo que podría generar inconsistencias en la planificación y ejecución de las pruebas de puesta en servicio.</p> <p>En efecto, dado que el Art. 8-9 (Generalidades) en "Pruebas de puesta en servicio" es el lugar natural para fijar el requisito general de integración, corresponde que 8-24 remita expresamente a 8-9 y detalle el alcance mínimo de las pruebas sobre RTU/IED ↔ Front-End/SCADA (puntos, SOE, comandos, failover, evidencias).</p> | <p>Se solicita complementar el Artículo 8-9 con el siguiente párrafo:</p> <p>" Las pruebas de puesta en servicio deberán incluir, entre otras, aquellas necesarias para verificar la integración del PMGD al sistema SCADA de la Empresa Distribuidora, conforme a lo establecido en el Artículo 8-24. Estas pruebas deberán asegurar la correcta comunicación, operación y supervisión del equipamiento telecomandado desde el centro de control de la Empresa Distribuidora."</p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 84 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|--|
| 210 | Empresas Eléctricas A.G. | 8-25 | <p>El literal c) del Art. 8-25 señala:</p> <p>"Los resultados de las pruebas de puesta en servicio señaladas en el presente título estarán contenidos en el "formulario de protocolo de puesta en servicio" que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener, al menos, lo siguiente:</p> <p>c)Parámetros de desconexión de la protección RI.</p> <p>I. Rangos de tensión y tiempos de despeje.</p> <p>II.Rangos de frecuencia y tiempos de despeje."</p> <p>El artículo detalla los elementos que deben incluirse en el formulario de protocolo de puesta en servicio, pero no incorpora explícitamente las pruebas de integración al sistema SCADA de la Empresa Distribuidora, las cuales son fundamentales para verificar la correcta operación, supervisión y telecomando del PMGD desde el centro de control.</p> <p>En ese sentido, dado que la operación exige telemedición/telecontrol confiables, se requiere incorporar pruebas end-to-end (RTU/IED ↔ Front-End/SCADA de la Distribuidora) antes de la Entrada en Operación, con evidencias y trazabilidad. Se sugiere además remitir a los alcances mínimos definidos en 8-9 (Generalidades) y 8-24 (equipos de control y monitoreo).</p> | <p>Se solicita agregar numeral III al literal c) según lo siguiente:</p> <p><u>" III. Pruebas de integración al sistema SCADA de la Empresa Distribuidora, incluyendo la verificación de la comunicación bidireccional, lectura de parámetros eléctricos, ejecución de comandos remotos, y validación de alarmas y eventos. Estas pruebas deberán realizarse conforme a los protocolos definidos por la Empresa Distribuidora y quedarán registradas en el Convenio de operación."</u></p> | Se acoge parcialmente | <p>La observación se acoge parcialmente. Se incorpora un nuevo literal I. en el Artículo 8-25, en el siguiente sentido: "[...] I. Verificación de la integración de los equipos de control y monitoreo al Centro de Control de la Empresa Distribuidora, conforme a lo establecido en el Artículo 8-24. [...]".</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|---|---|--|----------------------|
| 230 | Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 8-9 | <p>En el artículo 3-40 se establece el contenido y otras características del convenio de operación que tendrá que ser entregado por la Empresa Distribuidora al Interesado en conjunto con el ICC y el Informe de Costos de Conexión. No obstante, no se indica explícitamente en qué momento del procedimiento de conexión de un PMGD debe efectuarse la firma del convenio. Por otro lado, el artículo 8-9 establece que los resultados de las pruebas de puesta en servicio <i>"deberán quedar registradas en el Convenio de operación, así como todas aquellas modificaciones o ajustes realizados con posterioridad a la puesta en servicio"</i>. Con motivo de que no se conoce el contenido ni el alcance que tendrá el convenio de operación, en caso de que el contenido del convenio de operación esté sujeto a los resultados de las pruebas de puesta en servicio, se sugiere establecer que la firma ocurra de forma posterior a la realización de las pruebas de puesta en servicio con el fin de otorgar mayor certeza sobre este proceso.</p> | <p>Se propone corregir en el último párrafo (en rojo la corrección): "Los resultados de las pruebas señaladas anteriormente deberán quedar anexadas al Convenio de operación, así como todas aquellas modificaciones o ajustes realizados con posterioridad a la puesta en servicio. El Convenio de operación deberá ser firmado por el Interesado y la Empresa Distribuidora con posterioridad a las pruebas de puesta en servicio y antes de la entrada en operación del proyecto del Interesado, en el formato que ambas partes acuerden."</p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 165 |
| 271 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 8-9 | <p>El último párrafo del Art. 8-9 señala:</p> <p>"Los resultados de las pruebas señaladas anteriormente deberán quedar registradas en el Convenio de operación, así como todas aquellas modificaciones o ajustes realizados con posterioridad a la puesta en servicio."</p> <p>Se detecta inconsistencia en texto. Además existe un requerimiento que queda a interpretación</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"Los resultados de las pruebas señaladas anteriormente deberán quedar registradas <u>en el formulario 21 de puesta en servicio y serán parte integrante del Convenio de operación. Además, todas aquellas modificaciones o ajustes realizados con posterioridad a la puesta en servicio se informarán en el formulario respectivo.</u>"</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 61 |


| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|---|
| 289 | Aediles Talinay Chile SpA | 8-9 | Proyectos actualmente declarados en construcción, previo a publicación de este reglamento, ¿deberán incluir este equipamiento en la PES? | Especificar en algún transitorio asociado, si esto aplica a los proyectos que han sido declarados en construcción, por obtener la PES, previo la actualización de este borrador | No se acoge | Ver respuesta ID 122 |
| 304 | Coordinador Eléctrico Nacional | 8-3 | Las pruebas de equipamiento deben incluir las pruebas de señales de monitoreo y control. | Incluir en literal f) lo siguiente,", sistema e infraestructura para el monitoreo y control del PMGD" | No se acoge | No se acoge la observación. Lo anterior, porque el sentido del artículo observado es una verificación del diseño de fábrica de los equipos. Sin embargo, las pruebas de señales y sus características ya se encuentran recogidas en el Título 8-3 de la presente Norma Técnica. |
| 328 | Colbún S.A | 8-23 | El Artículo 8-23 regula las pruebas de verificación de parámetros de protección e inyección durante la puesta en servicio de los PMGD, estableciendo que, en caso de detectarse inconsistencias en los ajustes, la conexión no podrá efectuarse y se registrará como una conexión fallida atribuible al PMGD. Sin embargo, la norma no define un plazo máximo ni un procedimiento claro o de arbitraje específico para que la Empresa Distribuidora fije una nueva fecha de puesta en servicio (PES) o energización una vez subsanadas las observaciones, lo que podría generar demoras si la ED prioriza otros proyectos. Es importante para el desarrollo del proyecto que exista un plazo para esta etapa. | Se propone incorporar un nuevo inciso al artículo: <i>"En caso de registrarse una conexión fallida atribuible al PMGD, y una vez que éste haya subsanado las observaciones notificadas, la Empresa Distribuidora deberá coordinar una nueva fecha de Puesta en Servicio (PES) o energización dentro de un plazo definido, contados desde la recepción formal de la solicitud de reprogramación."</i> | No se acoge | La observación no se acoge. Se rechaza la inclusión de un plazo especial de reprogramación en este artículo, por cuanto el procedimiento ante una conexión fallida ya se encuentra normado en el Artículo 3-15 de la presente Norma Técnica. Asimismo, dicho artículo establece que, si la conexión no se materializa por causas atribuibles al PMGD (como la falla de pruebas del Art. 8-23), se debe presentar una nueva Notificación de Conexión (NC). |



Observaciones Capítulo 9

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|---|--|--|
| 4 | Aigor Energías SpA | 9-6 | No queda definida explícitamente la instrucción. En la exposición del ministerio de energía, para la modificación del DS88 se explicitó que existirá un centro del control para el CEN, el PMGD y la Distribuidora. | se sugiere: "Para ello, el Centro de Despacho y Control del Coordinador, comunicará directamente a los CDC de los PMGD involucrados las reducciones de cada uno de ellos, con copia de la información a los CDC de la empresa Distribuidora correspondiente". | No se acoge | Lo observado no corresponde a la materia que trata el artículo 9-6 de la presente Norma Técnica. Sin perjuicio de lo anterior, en relación a los centros de control PMGD ver respuesta ID 68. |
| 5 | Aigor Energías SpA | 9-27 | en el punto ii, considerando PMGD con procesos muy antiguos, puede indicar dos puestas en servicio, sea la del ICC o bien la de la Entrada en Operación | ii) Fecha de Puesta en servicio, correspondera la fecha que autoriza el Coordinador la Entrada en Operación, de lo contrario correspondera la fecha del ICC. | Se acoge parcialmente | Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...]iii.fecha de entrada en operación del PMGD; [...]". |
| 11 | Enel Generacion S.A | 9-18 | Monitoreo de PMGD, permitir el control autónomo de tensión y potencia reactiva, favoreciendo el marco regulatorio para participación de PMGD en mercados de servicios auxiliares. | Autorizar a los PMGD a implementar control autónomo de tensión y potencia reactiva , de acuerdo con las condiciones técnicas del sistema, favoreciendo su integración en los mercados de servicios auxiliares y de flexibilidad . | No se acoge | La observación no se encuentra debidamente justificada. La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada. |
| 19 | Reliable Nueva Energía S.A. | 9-7 | El artículo faculta a la empresa de distribución para realizar la desconexión del PMGD ante una pérdida de la señal de monitoreo y control, siendo muy general la condición y un PMGD que tiene una contraparte efectiva en la operación, no depende solo de la señal de monitoreo. La condición debiese estar asociada a que la operación del PMGD comprometa la operación segura de la Red de Distribución. | Cambiar el título del artículo a "Desconexión para mantener la operación segura de la Red de Distribución" Cambiar el párrafo primero de artículo a: "Ante la presencia de una condición que comprometa la operación segura de la Red de Distribución, la Empresa Distribuidora podrá establecer la desconexión del PMGD del Sistema de Distribución. Dicha desconexión se mantendrá por el tiempo estrictamente necesario para garantizar el establecimiento de la señal de monitoreo o hasta que la Empresa Distribuidora tenga la certeza de que la seguridad de las redes se encuentra debidamente resguardada." | No se acoge | La observación no se encuentra debidamente justificada. Sin perjuicio de lo anterior, el sentido del Artículo es resguardar la seguridad de la red de distribución ante la pérdida de la señal de monitoreo y control de un PMGD. La falta de dicha señal impide a la Empresa Distribuidora verificar el estado operativo del PMGD y asegurar que este opera dentro de los límites técnicos establecidos. Por consiguiente, la pérdida de observabilidad constituye, en sí misma, una condición que podría comprometer la operación segura del Sistema de Distribución, lo que justificaría la facultad de desconexión preventiva por parte de la Empresa Distribuidora. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--|--|--|
| 20 | Reliable Nueva Energía S.A. | 9-7 | Agregar al artículo el registro de la desconexión a la bitácora | Agregar al final del artículo "La desconexión deberá ser justificada y registrada en la bitácora que hace referencia el Artículo 9-14." | Se acoge parcialmente | Se acoge parcialmente. Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...] Para efectuar la reconexión a la Red de Distribución, el PMGD deberá acatar las instrucciones que imparta la Empresa Distribuidora, a efectos de reestablecer las inyecciones al Sistema de Distribución, dichas acciones deberán ser justificadas y registradas en la bitácora de operaciones que hace referencia el Artículo 9-14. La reconexión del PMGD deberá realizarse en los términos especificados en el Artículo 9-13. [...]". |
| 21 | Reliable Nueva Energía S.A. | 9-7 | En el segundo párrafo del archivo se indica que "la Empresa Distribuidora está facultada para operar remotamente el interruptor de acoplamiento si se constatasen o previesen condiciones que pongan en riesgo la seguridad de las personas y/o el Sistema Eléctrico". Se deben definir las características del equipamiento y método requerido para operar remotamente el interruptor de acoplamiento por parte de la distribuidora. Esto se relaciona con el artículo 7-8 | Se recomienda que el artículo especifique las características técnicas mínimas, los requisitos de comunicación, ciberseguridad y los procedimientos de coordinación necesarios para la operación remota del interruptor de acoplamiento por parte de la Empresa Distribuidora, a fin de garantizar la seguridad, trazabilidad y coordinación operativa entre las partes. Esto se relaciona directamente con las condiciones establecidas en el artículo 7-8. | No se acoge | La observación no se acoge. El sentido del Artículo es establecer una facultad operativa de seguridad para la Empresa Distribuidora ante la pérdida de señal de monitoreo y control, condicionada explícitamente a situaciones donde se vea comprometida la operación segura de las redes de distribución. Sin perjuicio de lo anterior, en cuanto al equipamiento, la presente norma técnica en su Artículo 7-8 indica expresamente que estándares de diseño y construcción del equipamiento de monitoreo y control deben cumplir con los utilizados por la Empresa Distribuidora y que en ningún caso serán exigibles estándares superiores. Por otro lado, en cuanto a los procedimientos de operación relacionados con el interruptor de acoplamiento por parte de la Empresa Distribuidora, estos deben encontrarse contenidos en el Convenio de Operación, conforme lo indicado en los romanitos v., vi. y vii. del Artículo 3-40. |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|---|--|--|
| 22 | Reliable Nueva Energía S.A. | 9-16 | Respecto a la verificación de los parámetros de protecciones, se debe aclarar si el alcance esta excluido de las Pruebas Periódicas del Artículo 9-15. | Se solicita aclarar la diferencia entre las pruebas de los artículos 9-15 y 9-16 | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |
| 23 | Reliable Nueva Energía S.A. | 9-18 | La normativa no define cuales son las "principales variables eléctricas" asociadas al monitoreo. Siendo un aspecto relevante asociado al sistema de monitoreo se debería establecer que las principales variables son la generación del PMGD y el estado del interruptor de acoplamiento. Variables suficientes para el monitoreo. | Incluir en la normativa cuales son las principales variables asociadas al sistema de monitoreo para los PMGD. | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |
| 24 | Reliable Nueva Energía S.A. | 9-19 | Es una norma técnica que debe dejar claridad en las exigencias técnicas que se le exige al segmento de los PMGD. Dejar la exigencia asociado a los Estándares aplicados a otro segmento es contraproducente. | Se solicita establecer claramente el estándar que se le exigirá a los PMGD respecto a la disponibilidad de los enlaces de comunicación, considerando que muchos de estos proyectos están fuera del radio urbano y con baja disponibilidad de redes de fibra óptica o bien redes de alta disponibilidad. | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|---|--|--|
| 25 | Reliable Nueva Energía S.A. | 9-25 | <p>Se establece que: "El Coordinador deberá calcular la magnitud de potencia específica para cada PMGD", lo cual no es una redacción clara. Queda a interpretación si se quiere decir que el Coordinador deberá calcular la potencia que debe reducir cada PMGD o la capacidad máxima de generación que podrá inyectar cada PMGD. Para evitar ambigüedad y considerando que la condición de riesgo se debería alcanzar cuando los PMGD estén generando su capacidad de inyección máxima, el cálculo que debe hacer el Coordinador es la capacidad de inyección máxima que podrá inyectar cada PMGD en la condición de riesgo. Este cálculo se hace en función de la magnitud total de transferencias que sea necesario reducir a prorrata de sus respectivas capacidades de inyección máximas consignadas en sus ICC.</p> <p>Hay que tener en cuenta que, en el futuro los sistemas de almacenamiento podrán gestionar la energía y la situación de generación dependerá de decisiones propias de cada operador, por ello es mejor definir la capacidad máxima que puede inyectar cada PMGD para evitar la condición de riesgo.</p> | <p>Se propone cambiar el segundo y tercer párrafo por:</p> <p>El Coordinador deberá calcular la magnitud de potencia máxima que podrá inyectar cada PMGD, que tenga influencia en la instalación afectada, siguiendo un criterio de eficiencia técnica y económica, así como de transparencia e imparcialidad. Se entenderá que un PMGD tiene influencia en una instalación, cuando su punto de conexión esté conectado a un alimentador que confluye en la Subestación Primaria de Distribución congestionada.</p> <p>En primer lugar, el Coordinador deberá calcular las reducciones de inyección de generación de los PMGD con costo variable mayor a cero, hasta cumplir con el monto total de transferencias.</p> <p>Luego,</p> <p>en caso de que esta reducción no sea suficiente, deberá calcular la capacidad máxima de inyecciones de cada PMGD con costo variable igual a cero, a prorrata de sus respectivas capacidades de inyección máximas consignadas en sus ICC. Cabe señalar que, el Coordinador podrá solicitar toda la información y medidas necesarias a la Empresa Distribuidora y al PMGD, con el objeto de cumplir la adecuada operación y coordinación del sistema eléctrico.</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción del Artículo en el siguiente sentido: "[...]El Coordinador deberá calcular la magnitud de la reducción de inyección específica por cada PMGD, que tenga influencia en la instalación afectada, siguiendo un criterio de eficiencia técnica y económica, así como de transparencia e imparcialidad. Se entenderá que un PMGD tiene influencia en una instalación, cuando su punto de conexión esté conectado a un alimentador que confluye en la Subestación Primaria de Distribución congestionada. [...]".</p> |
| 26 | Reliable Nueva Energía S.A. | 9-23 | <p>Se hace referencia a equipo telecomandado, pero no se define responsabilidad ni alcance del telecomando. En rigor, el telecomando solo debería estar permitido para la desconexión del PMGD en una situación de riesgo inminente. Se debe definir responsabilidad de la empresa distribuidora</p> | | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|--|--|--|
| | | | ante la desconexión indebida o injustificada del PMGD. La operación indebida podría tener implicancias de responsabilidad civil en la instalaciones del PMGD. | | | |
| 33 | Acciona Energía Chile Holdings S.A. | 9-16 | El cuarto inciso del artículo 9-16 establece que, en caso de que las inconsistencias en los parámetros verificados no sean subsanadas, la Empresa Distribuidora podrá tomar las medidas correspondientes conforme a lo establecido en el artículo 8-23 de la presente norma técnica. No obstante lo anterior, el artículo 8-23 no indica ninguna medida al respecto más allá de registrar la situación. Dado lo anterior, se solicita complementar el referido artículo. | Complementar el último inciso del artículo 9-16 de acuerdo a lo siguiente: "[...] De no subsanarse las inconsistencias, la Empresa Distribuidora podrá tomar las medidas correspondientes conforme a lo establecido en el Artículo 8-23 de la presente norma técnica, en lo referente considerar la inconsistencia como una situación que pone en riesgo la seguridad de las personas y la red de distribución." Nota: Este complemento del artículo 9-16 se ve fortalecido a su vez, con el complemento propuesto para el artículo 8-23 en su correspondiente observación. | Se acoge parcialmente | La observación se acoge parcialmente. Se ajusta la redacción del artículo en el siguiente sentido: "[...]En caso de detectarse inconsistencias en los parámetros verificados, el informe técnico deberá detallar los hallazgos, las medidas correctivas implementadas y la fecha de subsanación de las deficiencias detectadas. De no subsanarse las inconsistencias, se considerará que compromete la seguridad de las personas, la calidad y seguridad del servicio de la Red de Distribución y, por tanto, la Empresa Distribuidora podrá tomar las medidas correspondientes conforme a lo establecido en el Artículo 9-8 de la presente norma técnica. [...]". |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--|--|--|
| 34 | Acciona Energía Chile Holdings S.A. | 9-25 | El último inciso hace referencia con el mecanismo para determinar las reducciones de inyecciones de PMGD, iniciando primero con PMGD con CV mayor a cero y procediendo con PMGD con costo variable igual a cero. Falta precisar el orden de prelación de las reducciones cuando el CV es mayor a cero | Complementar el último inciso del artículo 9-25 que diga lo siguiente: "En primer lugar, el Coordinador deberá calcular las reducciones de inyección de generación de los PMGD con costo variable mayor a cero, en orden decreciente de costo variable, hasta cumplir con el monto total de transferencias. En caso de haber dos PMGD con el mismo costo variable distinto de cero, la reducción se efectuará a prorrata de sus respectivas capacidades de inyección máximas consignadas en sus ICC. [...]". | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción en el siguiente sentido:"[...] El Coordinador deberá calcular la magnitud de potencia específica por cada PMGD, que tengan influencia en la instalación afectada, siguiendo un criterio de eficiencia técnica y económica, considerando los aspectos técnicos que correspondan, así como de transparencia e imparcialidad. Se entenderá que un PMGD tiene influencia en una instalación, cuando su punto de conexión esté conectado a un alimentador que confluye en la Subestación Primaria de Distribución congestionada.</p> <p>En primer lugar, el Coordinador deberá calcular las reducciones de inyección de generación de los PMGD con costo variable mayor a cero, hasta cumplir con el monto total de transferencias, sobre la base de un listado de prioridad de colocación para limitar las inyecciones de los PMGD afectados. Luego, en caso de que esta reducción no sea suficiente, deberá calcular reducciones de inyecciones de PMGD con costo variable igual a cero, a prorrata de sus respectivas capacidades de inyección máximas consignadas en sus ICC.</p> <p>Cabe señalar que, el Coordinador podrá solicitar toda la información y medidas necesarias a la Empresa Distribuidora y al PMGD, con el objeto de cumplir la adecuada operación y coordinación del sistema eléctrico. [...]"</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--|--|---|
| 35 | Acciona Energía Chile Holdings S.A. | 9-27 | El artículo establece una obligación para los PMGD en lo relativo al envío de un Informe Mensual al CEN y la Empresa Distribuidora, no obstante no señala que ocurriría con dichas instalaciones de no enviar dicha información en tiempo y forma. | Complementar el artículo 9-27 con un inciso final que diga: "El incumplimiento en el envío del referido Informe en tiempo y forma, implicará la desconexión del PMGD por parte de la Empresa Distribuidora, hasta la regularización en el envío del Informe, sin perjuicio de eventuales sanciones determinadas conforme la normativa vigente. Para estos efectos el Coordinador con una periodicidad mensual deberá emitir un reporte que contenga el estado de conformidad en la recepción de los reportes mensuales, y deberá comunicar a la Superintendencia las empresas que no hayan entregado el respectivo Informe Mensual". | Se acoge parcialmente | Se incorpora un inciso final en el siguiente sentido: "[...]En caso de que el PMGD no realice el envío del informe en el plazo estipulado, o la información enviada presente inconsistencias, el Coordinador podrá reportar dicho incumplimiento a la Superintendencia." |
| 44 | Chilquinta Distribución S.A. | 9-1 | El Art. 9-1 señala: "Un PMGD no deberá regular activamente la tensión en el Punto de Conexión. En el caso en que la empresa respectiva necesite que el PMGD regule tensión, este servicio deberá ser acordado por las partes referidas. Con todo, las variaciones de tensión no podrán exceder los límites señalados en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente." En caso de contingencias operacionales, la empresa Distribuidora debiese tener la potestad de solicitar la modificación del factor de potencia del PMGD para mantener los valores de tensión dentro de lo establecido en caso de contingencias | Se propone modificar según lo siguiente: "Un PMGD no deberá regular activamente la tensión en el Punto de Conexión. En el caso en que la empresa respectiva necesite que el PMGD regule tensión, podrá solicitar la este servicio deberá ser acordado por las partes referidas. Con todo, las variaciones de tensión no podrán exceder los límites señalados en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente. <u>En caso de contingencias operacionales, la empresa Distribuidora podrá solicitar al PMGD reducir el factor de potencia para mantener los parámetros de tensión dentro de lo establecido en la Normativa."</u> | No se acoge | No se acoge la observación. Se solicita ver la respuesta tipo "Fuera del alcance". Sin perjuicio de lo anterior, se aclara que alterar el factor de potencia implica modificar las condiciones técnicas establecidas y aprobadas en los Estudios de Conexión y en el ICC vigente. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|---|--|---|
| 45 | Chilquinta Distribución S.A. | 9-18 | De que manera serán reconocidos estos costos de supervisión o monitoreo de las variables eléctricas de las PMGD? | Se debe acordar a nivel de costos de VAD y de qué manera será reconocido. | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |
| 46 | Chilquinta Distribución S.A. | 9-19 | <p>El Art. 9-19 señala:</p> <p>"El PMGD debe estar siempre comunicado al sistema de monitoreo de la Empresa Distribuidora. A efecto de lo anterior, los enlaces de comunicación y el nivel de disponibilidad de la información deben ser acorde a los estándares aplicados en las redes de distribución de la respectiva Empresa Distribuidora."</p> <p>En la operación actual, diversos PMGD mantienen esquemas de comunicación no persistentes, basados en accesos manuales o conexiones temporales para la descarga de medidas. Este tipo de configuración obliga a la Empresa Distribuidora a realizar intervenciones manuales y alternadas para establecer conexión con cada instalación, impidiendo la obtención continua y automatizada de los datos requeridos para el monitoreo. La falta de comunicación persistente genera interrupciones en la trazabilidad de la información, riesgo de pérdida de registros y retrasos en los procesos de supervisión y validación de medidas. Por ello, resulta necesario que el artículo 9-19 incorpore explícitamente la exigencia de enlaces de comunicación persistentes y de disponibilidad continua, de modo de eliminar la dependencia de reconexiones manuales y</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"El PMGD debe estar siempre comunicado al sistema de monitoreo de la Empresa Distribuidora. A efecto de lo anterior, los enlaces de comunicación <u>deberán ser persistentes y mantener continuidad operativa, asegurando la transmisión oportuna, íntegra y confiable de la información técnica y de medida del PMGD.</u> El nivel de disponibilidad del sistema de comunicación y de la información deberá ser acorde a los estándares aplicados en las redes de distribución de la respectiva Empresa Distribuidora, <u>garantizando la trazabilidad y supervisión permanente del punto de conexión, y Conforme a lo exigido en los sistemas de gestión de activos y continuidad del negocio.</u>"</p> | No se acoge | No se acoge la observación. La redacción actual del Artículo 9-19 ya establece explícitamente la obligación de que el PMGD debe estar siempre comunicado al sistema de monitoreo de la respectiva Empresa Distribuidora. Esta exigencia es de carácter permanente y descarta la validez de esquemas de conexión temporales o no persistentes, como los mencionados por la observación. Por otro lado, la necesidad de un enlace persistente y de disponibilidad continua queda de manifiesto por la facultad otorgada a la Empresa Distribuidora para desconectar a un PMGD ante la pérdida de la señal de monitoreo y control, conforme al Artículo 9-7. |


| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|---|--|---|
| | | | garantizar la continuidad operativa establecida en la Norma. | | | |
| 47 | Chilquinta Distribución S.A. | 9-21 | <p>El Art. 9-21 señala:</p> <p>"Los PMGD deberán en todo momento acatar inmediatamente las instrucciones emanadas por la Empresa Distribuidora y por el Coordinador, que estén destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio del sistema eléctrico."</p> <p>Mediante que instrumento deben tomar conocimiento las PMGD el rol de dirección de las Distribuidoras y el Coordinador ? Se debe dejar en claro cuál será el canal oficial de comunicación para transmitir la instrucción.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"Los PMGD deberán en todo momento acatar inmediatamente las instrucciones emanadas por la Empresa Distribuidora y por el Coordinador, que estén destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio del sistema eléctrico. <u>Estas instrucciones pueden ser por canal de voz y/o mediante correo electrónico</u>"</p> | No se acoge | <p>La observación no se acoge. Lo señalado por el observante se encuentra recogido en el Artículo 9-15 en tanto indica que "[...] Los propietarios u operadores del PMGD deberán mantener un canal de comunicación con el centro de operaciones de la Empresa Distribuidora y el Coordinador. Asimismo, los propietarios u operadores del PMGD deberán mantener los contactos tanto administrativos como operativos actualizados. [...]". Asimismo, los medios de comunicación acordados entre las partes deben quedar establecidos en el Convenio de Operación, conforme al Artículo 3-40.</p> |
| 48 | Chilquinta Distribución S.A. | 9-22 | <p>El Art. 9-22 señala:</p> <p>"Cualquier intervención u operación que desee realizar el PMGD en sus instalaciones, que pudiese generar algún riesgo en las redes de distribución, deberá ser coordinada con la Empresa Distribuidora. La Empresa Distribuidora será la encargada de operar el interruptor de acoplamiento, aislando al PMGD de las redes de distribución para tales efectos. La intervención señalada deberá quedar registrada en la Bitácora de Operación"</p> <p>Se deberían considerar todas las intervenciones en media tensión en instalaciones de las PMGD, con el fin de resguardar la seguridad de quienes intervienen en las instalaciones y del sistema</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"<u>Todas las intervenciones u operaciones</u> que desee realizar el PMGD en sus instalaciones, que pudiese generar algún riesgo en las redes de distribución, deberá ser coordinada con la Empresa Distribuidora. La Empresa Distribuidora será la encargada de operar el interruptor de acoplamiento, aislando al PMGD de las redes de distribución para tales efectos. La intervención señalada deberá quedar registrada en la Bitácora de Operación."</p> | No se acoge | <p>El cambio requerido no es necesario para aclarar la redacción del artículo.</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|--|--|---|
| 49 | Chilquinta Distribución S.A. | 9-25 | <p>El Art. 9-25 señala:</p> <p>"En caso de que el Coordinador detecte algún riesgo en alcanzar la capacidad máxima de las instalaciones de Transmisión Zonal, o si se evidencia que alguna de estas instalaciones ya ha alcanzado su capacidad máxima, el Coordinador determinará la magnitud total de transferencias, expresado en MW, que sea necesario reducir en la Subestación Primaria de Distribución congestionada. Lo anterior, con el objeto de mitigar dicho riesgo o corregir el exceso sobre la capacidad máxima de la instalación afectada."</p> <p>La Empresa Distribuidora debe tener la facultad de solicitar la reducción de la generación en caso de detectar algún riesgo en alcanzar la capacidad máxima de las instalaciones a nivel Local. Por ejemplo, para la confección de los ICC, no se consideran los PMGD con factor de planta inferior al 5% (plantas a Diesel). Por lo tanto, es posible aprobar la conexión de un PMGD de 9MW existiendo ya un PMGD Diésel en el mismo alimentador. En caso que, por algún motivo sean despachas generadores Diésel, puede darse que las instalaciones de Distribución de 12 kV no soporten la una inyección superior a los 9 MW.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"En caso de que la Empresa Distribuidora detecte algún riesgo en alcanzar la capacidad máxima de sus instalaciones, o si se evidencia que alguna de estas instalaciones ya ha alcanzado su capacidad máxima, estará facultada de determinará la magnitud total de transferencias, expresado en MW, que sea necesario para reducir la cargabilidad en la instalación congestionada. Lo anterior, hace mención a generación de los PMGDs Diésel que no se consideran en los ICC.</p> | No se acoge | La observación no se acoge. Lo planteado por el observante difiere de lo señalado en el artículo 102° del Reglamento, el cual otorga exclusivamente al Coordinador la atribución de instruir limitaciones de inyección a los PMGD ante la presencia de congestiones en el Sistema de Transmisión. La Empresa Distribuidora no cuenta con facultades reglamentarias para instruir reducciones de inyección por congestión. |
| 62 | DPP Holding Chile SpA | 9-7 | Es importante para asegurar el buen uso de desconexión y/o de reconexión del reconector por parte de la distribuidora que ésta tenga que reportar y anotar en una bitácora las razones fundadas de dicha desconexión y el momento en que se reconectó | Se propone corregir el ultimo parrafo: <i>"Para efectuar la reconexión a la Red de Distribución, el PMGD deberá acatar las instrucciones que imparta la Empresa Distribuidora, a efectos de reestablecer las inyecciones al Sistema de Distribución, dichas acciones quedaran registradas en la bitacora del Artículo 9-14. La reconexión del PMGD deberá realizarse en los términos especificados en el Artículo 9-13"</i> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 20 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|--|--|---|
| 63 | Global Power Generation Chile SpA | 9-26 | Dado que los PMGDs se encuentran dentro del sistema de distribución, solicitamos que toda instrucción del Coordinador hacia los PMGD se centralice a través de la empresa Distribuidora. | <p>Reemplazara el primer párrafo del artículo por el siguiente:</p> <p>El Coordinador instruirá las reducciones que deben realizar los PMGD que tengan influencia en la instalación afectada. Para lo anterior, indicará la magnitud de potencia a reducir por cada uno de ellos, especificando hora y fecha en que la instrucción fue emitida. Para ello el Centro de Despacho y Control del Coordinador comunicará a la Empresa Distribuidora correspondiente las reducciones de cada uno de los PMGD afectados. El Coordinador registrará las instrucciones de reducción de inyección, así como el levantamiento de esta.</p> <p>Adicionalmente, en cada una de dichas acciones deberá quedar un registro del horario en que fue efectuada. Para estos efectos, el Coordinador deberá establecer el formato del registro de las instrucciones de operación de los PMGD.</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 49 |
| 66 | Gestión de Proyectos Eléctricos S.A. | 8-16 | No vemos la necesidad que sea un instalador eléctrico clase A quien realice la verificación de las protecciones, considerando que estás no requiere pruebas, si no que es sólo una revisión de ajustes entre los print-out de las protecciones y el Estudio de Ajustes aprobado. | <p>El propietario u operador del PMGD deberá efectuar, al menos una vez al año, una verificación de los parámetros de sus protecciones.</p> <p>La verificación deberá complementar la revisión de los ajustes de las protecciones de sobrecorriente, sobretensión, subtenión, frecuencia, y desconexión, así como la validación de los parámetros asociados a la limitación de potencia, cuándo corresponda.</p> <p>(...)</p> | No se acoge | Lo observado no corresponde a la materia que trata el Artículo 8-16 de la presente Norma Técnica. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--|--|---|
| 67 | Gestión de Proyectos Eléctricos S.A. | 9-23 | Los PMGD son Autodespacho, por lo que no se debiese justificar cada entrada y salida. Este párrafo debiese ser por desconexión ejecutada o solicitada por la Empresa Distribuidora. | Se deberá registrar detalladamente cualquier tipo de desconexión del PMGD, exceptuando la ejecutadas por el propio PMGD, en la Bitácora de Operación, incorporando todos los antecedentes necesarios que justifican dicha operación. (...) | No se acoge | <p>La observación no se acoge. Se aclara que el sentido de la Bitácora de Operaciones es mantener un registro de todas las acciones operativas sobre el interruptor de acoplamiento, sean estas intervenciones u operaciones que desee realizar el PMGD en coordinación con la Empresa Distribuidora como desconexiones que ejecute la Empresa Distribuidora por motivos de seguridad de las personas y las redes de Distribución.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se ajusta la redacción del Artículo en el siguiente sentido: "[...]Se deberá registrar detalladamente cualquier tipo de desconexión del PMGD en la Bitácora de Operaciones, incorporando todos los antecedentes que den cuenta del motivo de la desconexión. necesarios que justifican dicha operación.</p> <p>En caso de que la desconexión sea intempestiva, la Empresa Distribuidora será la responsable de comunicar al PMGD incorporará la causa y los antecedentes que dieron origen a la operación intempestiva del Equipo Telecomandado del interruptor de acoplamiento en la bitácora de operaciones. [...]"</p> |
| 68 | Gestión de Proyectos Eléctricos S.A. | 9-26 | Considerando la cantidad de PMGD conectados a las diversas Empresas Distribuidoras, se fortalece la necesidad de que los PMGD deban ser operados por Centros de Control que permitan la coordinación y ejecución oportuna de instrucciones. | (...) Para ello el Centro de Despacho y Control del Coordinador comunicará las reducciones a cada uno de los Centros de Control de los PMGD afectos, con copia a la Empresa Distribuidora correspondiente. | No se acoge | <p>La observación no se acoge. Lo planteado por el observante es una obligación reglamentaria existente y no es una materia nueva introducida en la presente norma técnica. De acuerdo con lo establecido en el Artículo 120 del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico DS125, los coordinados deben asegurar que sus instalaciones sean operadas mediante Centros de Control coordinados en tiempo real con el Coordinador.</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|---|--|--|
| 71 | Atlas Renewable Energy Chile SpA | 9-25 | <p>La propuesta de artículo no especifica criterios claros para el prorrateo cuando existen PMGD con igual costo variable (especialmente costo variable cero). Esto genera incertidumbre sobre la base de cálculo (¿potencia nominal, disponibilidad real, capacidad del ICC?) y puede resultar en aplicaciones discrecionales que afecten la equidad entre generadores.</p> <p>Adicionalmente, el Artículo 45 bis del DS125 "Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional" (actualmente en proceso de aprobación en Contraloría) establece que para instalaciones conectadas a redes de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador utilizando como criterio el pronóstico de la Potencia Disponible de cada instalación, y solo en su defecto, a prorrata de su potencia máxima en casos excepcionales y debidamente justificados.</p> <p>La NTCO PMGD, como norma técnica subordinada a los reglamentos, debe ser consistente con esta jerarquía normativa y desarrollar operativamente los criterios establecidos en el reglamento superior. La falta de alineación entre ambos instrumentos generaría inseguridad jurídica y potenciales conflictos interpretativos.</p> <p>Es necesario establecer un procedimiento claro, transparente y reproducible que considere prioritariamente la disponibilidad real de generación y las características técnicas de cada instalación, en concordancia con lo establecido en el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.</p> | <p>[...mantener primer y segundo párrafo...]</p> <p>En primer lugar, el Coordinador deberá calcular las reducciones de inyección de generación de los PMGD con costo variable mayor a cero, hasta cumplir con el monto total de transferencias.</p> <p>Luego, en caso de que esta reducción no sea suficiente, deberá calcular reducciones de inyecciones de PMGD con costo variable igual a cero, a prorrata de sus respectivas capacidades de inyección máximas consignadas en sus ICC. Cabe señalar que, el Coordinador podrá solicitar toda la información y medidas necesarias a la Empresa Distribuidora y al PMGD, con el objeto de cumplir la adecuada operación y coordinación del sistema eléctrico. aplicando el siguiente procedimiento:</p> <p>a) Criterio principal - Potencia Disponible pronosticada: El prorrateo se realizará prioritariamente considerando el pronóstico de la Potencia Disponible de cada PMGD, según la información disponible en el sistema de monitoreo del Coordinador o proporcionada por la Empresa Distribuidora.</p> <p>b) Criterio subsidiario - Potencia máxima del ICC: Solo en casos excepcionales y debidamente justificados, cuando no se disponga de información de Potencia Disponible pronosticada, el prorrateo se realizará a prorrata de las capacidades de inyección máximas consignadas en sus respectivos ICC. El Coordinador deberá documentar y publicar la justificación de la aplicación de este criterio subsidiario.</p> <p>c) Operación en tiempo real: Durante la</p> | No se acoge | <p>No se acoge la observación. En primer lugar, lo planteado por el observante se sustenta en una propuesta de modificación al Reglamento de la Coordinación y Operación (DS N° 125) que actualmente se encuentra en trámite y no está vigente, por lo que no puede servir de base jurídica para la presente norma técnica.</p> <p>En segundo lugar, se aclara que lo contenido en el Artículo 9-25 de la presente norma técnica procedimental lo estipulado en el Artículo 102 del Reglamento vigente. En consecuencia, la norma técnica no tiene la facultad para modificar dicho criterio de prorrateo (capacidad instalada) por uno de disponibilidad real o pronosticada.</p> |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|-------------------------|--|--|---------------|
| | | | | <p>operación en tiempo real, los ajustes deberán realizarse en base a la Potencia Disponible real informada por cada PMGD. En caso de que un PMGD no proporcione dicho dato al Coordinador en tiempo real, será ajustado en función de su potencia máxima consignada en el ICC.</p> <p>d) Características técnicas y limitaciones operativas: El Coordinador deberá considerar las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas consignadas en el ICC, incluyendo rampas de subida/bajada, tiempos mínimos de operación, y restricciones específicas de cada tecnología.</p> <p>e) Solicitud de información: El Coordinador podrá solicitar toda la información y medidas necesarias a la Empresa Distribuidora y al PMGD, con el objeto de cumplir la adecuada operación y coordinación del sistema eléctrico.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente y en concordancia con el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional o el que lo reemplace, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales transitorias de operación para efectos de preservar la seguridad del sistema eléctrico, debiendo justificar dichas decisiones en el registro de instrucciones de operación.</p> | | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|---|--|---------------------|
| 72 | Atlas Renewable Energy Chile SpA | 9-25 | <p>La propuesta no establece criterios explícitos que guíen el prorrateo entre PMGD con igual costo variable, lo que puede generar aplicaciones inconsistentes y falta de transparencia, así como también incompatibilidad con las reglas generales que aplican a los proyectos tipo Utility Scale.</p> <p>El Artículo 45 bis del DS125 establece que el prorrateo debe realizarse "considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas", y que "la norma técnica podrá definir disposiciones adicionales" respecto a las condiciones especiales de operación. Esta remisión expresa faculta y obliga a la NTCO PMGD a desarrollar los criterios específicos de aplicación.</p> <p>Es fundamental establecer principios claros de disponibilidad, características técnicas, transparencia, reproducibilidad y no discriminación que orienten las decisiones del Coordinador y permitan la verificación por parte de los generadores independiente de su punto de conexión al Sistema Eléctrico Nacional, dando cumplimiento al mandato del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (o el que lo reemplace) y asegurando la coherencia normativa entre el reglamento y la norma técnica.</p> <p>En base a lo anterior, se propone un nuevo Artículo 9-25 bis que regule lo antes indicado.</p> | <p>Artículo 9-25 bis. Criterios de prorrateo para PMGD con igual costo variable</p> <p>Para efectos de aplicar el prorrateo señalado en el artículo anterior, el Coordinador deberá considerar los siguientes criterios:</p> <p>a) Disponibilidad de generación: Se priorizará el uso de la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o real, según corresponda, por sobre la capacidad nominal.</p> <p>b) Características técnicas: Se considerarán las limitaciones técnicas de cada tecnología, incluyendo rampas de subida/bajada, tiempos mínimos de operación, y restricciones operativas específicas consignadas en el ICC.</p> <p>c) Transparencia: El Coordinador deberá publicar en su sitio web, con periodicidad mensual, un informe detallando las reducciones aplicadas, los criterios utilizados, y la metodología de cálculo del prorrateo.</p> <p>d) Reproducibilidad: La metodología de cálculo del prorrateo deberá ser pública, transparente y permitir la total reproducibilidad de los resultados.</p> <p>e) No discriminación: El prorrateo no podrá generar discriminación arbitraria entre PMGD y/o Centrales de igual costo variable, salvo que existan razones técnicas debidamente fundadas relacionadas con la seguridad del sistema.</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 71 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|--|
| 86 | Compañía General de Electricidad S.A. | 9-18 | <p>Según el Art. 9-18:</p> <p>Se establece la obligación de la Empresa Distribuidora de realizar monitoreo permanente de variables eléctricas del PMGD, incluyendo el estado del interruptor de acoplamiento y el cumplimiento de los bloques horarios de inyección. Sin embargo, no se especifica cómo se financian los costos operacionales asociados a esta actividad, lo cual puede generar incertidumbre respecto a la asignación de responsabilidades económicas y su impacto en los actores involucrados.</p> | <p>Se solicita agregar el siguiente párrafo:</p> <p><u>"La Empresa Distribuidora deberá informar, en el Informe de Costos de Conexión, los costos operacionales asociados al monitoreo permanente de las variables eléctricas del PMGD, incluyendo los sistemas de comunicación, supervisión y control. Dichos costos deberán ser valorizados conforme a los estándares establecidos en la normativa vigente y podrán ser considerados dentro de los costos de conexión, siempre que se justifique su necesidad para garantizar la seguridad y calidad de servicio del Sistema de Distribución."</u></p> | No se acoge | Se solicita ver respuesta tipo "Actividades asociadas al monitoreo y control del PMGD" |
| 117 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 9-7 | Es importante para asegurar el buen uso de desconexión y/o de reconexión del reconector por parte de la distribuidora es importante que esta tenga que reportar y anotar en una bitacora las razones fundadas de dicha desconexión y el momento en que se reconecta | Se propone arreglar el último párrafo, en rojo la corrección: "Para efectuar la reconexión a la Red de Distribución, el PMGD deberá acatar las instrucciones que imparta la Empresa Distribuidora, a efectos de reestablecer las inyecciones al Sistema de Distribución, dichas acciones quedaran registradas en la bitacora del Artículo 9-14. La reconexión del PMGD deberá realizarse en los términos especificados en el Artículo 9-13" | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 20 |
| 123 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 9-7 | Es importante para asegurar el buen uso de desconexión y/o de reconexión del reconector por parte de la distribuidora es importante que esta tenga que reportar y anotar en una bitacora las razones fundadas de dicha desconexión y el momento en que se reconecta | Se propone arreglar el último párrafo, en rojo la corrección: "Para efectuar la reconexión a la Red de Distribución, el PMGD deberá acatar las instrucciones que imparta la Empresa Distribuidora, a efectos de reestablecer las inyecciones al Sistema de Distribución, dichas acciones quedaran registradas en la bitacora del Artículo 9-14. La reconexión del PMGD deberá realizarse en los términos especificados en el Artículo 9-13" | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 20 |


| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|---|
| 124 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 9-7 | Respecto al primer inciso de este artículo, se debe clarificar en esta norma cuales serán los criterios que conlleven la desconexión de una central por pérdidas de monitoreo y control PMGD, todo según criterios de seguridad normativos, con el fin de que no quede a criterio arbitrario de la distribuidora. Se debe dar también protocolos claros para lo comunicación de la distribuidora al coordinado respecto a esta falla (¿teléfono, email, plataforma PMGD?). | En el primer inciso, dar criterios incumplimiento por problemas en señales de comunicación y control PMGD. Puede ser, medidas en función de tiempos de desconexión (cantidad de días sin comunicar), índices de indisponibilidad, problemas específicos de telecontrol ante fallas, etc | No se acoge | No se acoge la observación. El sentido del Artículo es establecer una facultad operativa de seguridad para la Empresa Distribuidora ante la pérdida de señal de monitoreo y control, condicionada explícitamente a situaciones donde se vea comprometida la operación segura de las redes de distribución. Para mayor abundamiento, todo lo relacionado con la operación del PMGD deberá quedar definido en el Convenio de Operación. |
| 125 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 9-16 | respecto al primer inciso de este artículo, surgen distintas dudas: 1.- ¿quién da la orden de realizar las pruebas?, ¿distribuidora, CEN, CNE, SEC? ¿O se tiene que mandar de forma proactiva por parte de los coordinados y se castigará a los que no hagan envío de estas verificaciones? 2.- En caso de que la la solicitud de estas pruebas las haga alguna entidad (como CNE, Distribuidora, etc) ¿se notifica su realizamiento en cualquier momento del año? ¿serán calendarizadas? | | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |
| 126 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 9-16 | Respecto al cuarto inciso de este artículo, si se encuentran hallazgos o medidas correctivas por subsanar, debiese quedar establecido establecido el plazo para subsanar dicho problema (con posibilidad de prórroga en caso de requerirlo) | | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|--|
| 127 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 9-21 | La definición de consignas horarias por parte de las distribuidoras limita la autonomía de operación de los PMGD y genera riesgos de arbitrariedad. | Eliminar la facultad de las distribuidoras de definir consignas horarias, trasladando dicha definición al Coordinador Eléctrico Nacional o estableciendo criterios objetivos. | No se acoge | <p>No se acoge la observación. El sentido del Artículo es establecer la obligatoriedad de acatar las instrucciones emanadas desde el Coordinador o la Empresa Distribuidora, que tengan por objeto resguardar la seguridad y calidad de servicio del sistema Eléctrico.</p> <p>Se aclara que los bloques horarios son propuestos inicialmente por el interesado en la SCR y quedan establecidos de manera permanente en el ICC tras la validación de los Estudios Técnicos. Asimismo, la facultad de desconexión que tiene la Empresa Distribuidora se limita específicamente a situaciones que comprometan la seguridad de las personas, la calidad y seguridad del servicio de la Red de Distribución, señaladas en la presente norma técnica.</p> |
| 128 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 9-25 | Se solicita agregar un párrafo que especifique que hacer en caso de que una central tenga una potencia disponible menor a la limitación instruida por parte del CEN, pues esta diferencia podrá ser repartida entre los otros PMGDs de la S/E, con el objetivo de que disminuya la afectación por la congestión del resto de los participantes de la S/E. | En caso de que una unidad de generación presente una potencia disponible menor a la reducción instruida por el Coordinador, la diferencia resultante podrá ser repartida proporcionalmente entre los demás PMGD conectados a la misma barra o subestación, siempre que dicha redistribución contribuya a disminuir la afectación total por la congestión y no comprometa la seguridad ni la calidad del servicio. Para estos efectos, el Coordinador deberá utilizar antecedentes trazables de disponibilidad informados por los titulares o registrados operacionalmente, considerando dichos valores en la determinación final de las instrucciones de reducción | Se acoge parcialmente | <p>Se acoge parcialmente la observación. Se ajusta la redacción en el sentido de que el Coordinador pueda tomar medidas para aquellos casos particulares: "[...] consignadas en sus ICC. En caso de que un PMGD se encuentre inyectando una potencia menor a la reducción instruida, el Coordinador podrá prorratear la diferencia resultante entre los demás PMGD conectados a la subestación congestionada, siempre que dicha redistribución contribuya a disminuir la afectación total por la congestión y no comprometa la seguridad ni la calidad del servicio. [...]".</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|--|
| 129 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 9-26 | <p>Respecto al primer inciso de este artículo, "El Coordinador instruirá las reducciones que deben realizar los PMGD que tengan influencia en la instalación afectada. Para lo anterior, indicará la magnitud de potencia a reducir por cada uno de ellos, especificando hora y fecha en que la instrucción fue emitida. Para ello el Centro de Despacho y Control del Coordinador comunicará las reducciones a cada uno de los PMGD afectos, con copia a la información a la Empresa Distribuidora correspondiente. El Coordinador registrará las instrucciones de reducción de inyección, así como el levantamiento de esta. Adicionalmente, en cada una de dichas acciones deberá quedar un registro del horario en que fue efectuada. Para estos efectos, el Coordinador deberá establecer el formato del registro de las instrucciones de operación de los PMGD."</p> <p>Se debe establecer un protocolo claro para las comunicaciones de instrucción de limitaciones, además de una plataforma para mantener actualizados los puntos de contacto. Se debe mencionar también, nuevamente, los plazos para responder/efectuar por parte de los coordinados y las consecuencias correspondientes.</p> | <p>Para estos efectos, el Coordinador establecerá un protocolo de comunicaciones de instrucciones de reducción que deberá contemplar, a lo menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) medio oficial de comunicación mediante plataforma informática y canales de respaldo; ii) formato estándar de la instrucción (identificación del PMGD, magnitud a reducir, hora y fecha de emisión y vigencia, referencia a carta operativa o escenario aplicable); iii) plazos máximos de acuse de recibo y de ejecución por parte de los coordinados, los que deberán ser publicados y aplicarse de manera no discriminatoria; iv) registro y trazabilidad de todas las comunicaciones en la bitácora operativa, con sello de tiempo; v) un Registro de Contactos Operativos administrado por el Coordinador, que los coordinados deberán mantener actualizado; vi) procedimiento de contingencia ante falta de acuse, falta de ejecución o falla de comunicación, incluyendo la aplicación de medidas operativas previstas en el Capítulo 9; y vii) verificación periódica del canal de comunicaciones. | No se acoge | <p>No se acoge la observación. El sentido del Artículo es establecer que el Coordinador comunique al PMGD las limitaciones de inyección, producto de las congestiones a las que se refiere el Artículo 102 del Reglamento, en el marco de la operación del Sistema Eléctrico. No es objeto de la norma establecer protocolos de despacho diferenciados entre PMGD y demás Coordinados, siendo competencia del Coordinador definir los medios y formatos específicos para dicha comunicación.</p> |
| 133 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | General | Respecto de almacenamiento distribuido, este significaría realmente un beneficio a los usuarios de la red de distribución, si tuviera capacidad de black start o operación en isla. | | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|--|
| 169 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 9-7 | La propuesta contempla que la empresa distribuidora estaría facultada para operar remotamente el interruptor de acoplamiento cuando se ponga en riesgo la seguridad de las personas o del sistema eléctrico. Sobre ello, la instrucción deben ser emanada desde el Coordinador, y la empresa distribuidora no debiese tener atribuciones sobre la operación de instalaciones de terceros | | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |
| 170 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 9-8 | Se indica que cualquier modificación no autorizada por la empresa distribuidora por parte del PMGD, se considerará que compromete la seguridad de las personas, la calidad y seguridad del servicio de la red, por lo que faculta a la empresa distribuidora a desconectar al PMGD del sistema de distribución. Esto implica una intervención que puede causar diversas consecuencias técnicas y de seguridad de las instalaciones del PMGD. Asimismo, puede provocar tanto para la empresa distribuidora, como para el PMGD, consecuencias jurídicas de responsabilidad frente a fallas o contingencias que la normativa vigente a nivel legal no considera. Se solicita eliminar esta nueva facultad de la empresa distribuidora. | Eliminar la facultad | No se acoge | No se acoge la observación. El sentido del Artículo constituye una medida de seguridad operativa indispensable para garantizar la seguridad en las redes de distribución y de las personas. Cualquier modificación unilateral de las condiciones establecidas en el ICC, invalida las condiciones técnicas bajo las cuales fue autorizada la conexión del PMGD. En cuanto a las consecuencias técnicas que indica la observación, se aclara que todo PMGD debe contar con sistemas de protección e interrupción diseñados para soportar desconexiones intempestivas de manera segura, conforme a las exigencias del Capítulo 7 de la presente norma técnica. |
| 171 | Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas A.G. | 9-9 | Se indica que de no llegar a acuerdo de las partes se podrá interponer reclamación ante la SEC, pero nada se dice respecto a la compensación por pérdida de inyección por desconexión injustificada que debiese recibir el PMGD. | Con todo, la desconexión podrá ser objeto de una reclamación por parte del PMGD ante la Empresa Distribuidora. Esta última dispondrá de 10 días contados desde el ingreso de dicho reclamo, para dar respuesta a la solicitud. De no llegar a acuerdo entre las partes, la desconexión podrá ser objeto de una reclamación por parte del PMGD ante la Superintendencia. En caso de comprobarse la desconexión injustificada, la Empresa de Distribución deberá restituir la condición | No se acoge | Lo observado no corresponde a la materia que trata el Artículo 9-9 de la presente Norma Técnica. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|---|
| | | | | operativa y abonará al titular una compensación equivalente al volumen de energía no inyectada (MWh) considerando el régimen tarifario del PMGD durante todo el periodo de la desconexión injustificada. | | |
| 173 | Administradora D'E Capital S.A. | 10-1 | <p>Los artículos 3-29 y 10-1 propuestos genera un grave perjuicio para los proyectos en operación o con ICC vigentes y declarados en construcción con anterioridad a la NTCO 2024 ("PMGD Preexistentes"), los que realizaron sus estudios de conexión y financiaron Obras Adicionales, Adecuaciones y Ajustes bajo un marco normativo que exigía evaluar el escenario más desfavorable: máxima inyección (24/7) frente a mínima demanda. Esto implicó costear refuerzos de red dimensionados para una operación sin restricciones horarias, creando un derecho adquirido y una confianza legítima sobre la disponibilidad de esa capacidad de red en todo momento, incluido el horario nocturno.</p> <p>El problema radica en que, para añadir sistemas de almacenamiento a los PMGD Preexistentes, estos proyectos se ven en la obligación de presentar una nueva Solicitud de Conexión (SCR) sin que se les reconozcan sus derechos preexistentes ni la inversión realizada en la red, aplicándose la nueva normativa de manera retroactiva sin considerar las disposiciones normativas vigentes al momento de solicitarse los ICC originales y en base de las cuales se realizaron los estudios para determinar las obras adicionales necesarias. En consecuencia, al hacerlo, entran a una fila de espera en estricto orden de llegada, compitiendo con proyectos</p> | <p>Añadir al final del Artículo 10-1:</p> <p>Asimismo, para los efectos señalados en el artículo 3-29, los PMGD cuyo ICC fue otorgado bajo la NTCO 2019 y que se encuentren en operación o con declaración en construcción vigente (en adelante "PMGD NTCO 2019"), contarán con un período de gracia de doce (12) meses, desde la entrada en vigencia de la presente Norma Técnica, para ejercer su derecho prioritario.</p> <p>Durante dicho período, la Solicitud de Conexión a la Red (SCR) que presenten para incorporar un componente de almacenamiento será evaluada con prioridad técnica. Esto implica que el análisis de impacto y disponibilidad de capacidad de la red se realizará sin considerar las solicitudes de proyectos cuya SCR original haya sido ingresada con posterioridad a la fecha de la SCR original del PMGD NTCO 2019 que ejerce este derecho, anteponiéndose incluso a aquellas que se encuentren en trámite. Para acogerse a este derecho, el titular deberá indicarlo explícitamente en su SCR.</p> <p>Finalizado el período de gracia, estas solicitudes se registrarán por el orden de prelación general del Artículo 3-5.</p> | No se acoge | <p>La observación está mal referenciada. La materia observada no corresponde al Capítulo 9. Sin perjuicio de lo anterior, ver respuesta ID 172.</p> |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|--|--------------------|--|---------------|
| | | | <p>completamente nuevos que pueden solicitar la capacidad nocturna de la red. Esto crea una "carrera por la capacidad", donde los proyectos nuevos podrían adjudicarse el espacio nocturno antes de que los proyectos preexistentes, que ya tramitaron sus permisos correspondientes, y pagaron por esa capacidad, puedan formalizar su modificación.</p> <p>Si bien la "vía rápida" de dos meses propuesta en el Artículo 3-29 es un avance, sólo agiliza la tramitación una vez que llega el turno del proyecto, pero no le otorga prioridad a los PMGD Preexistentes, ni reconoce sus derechos sobre la posibilidad de optar por incluir almacenamiento, dentro de un plazo determinado, luego del cual podría abrirse el espacio a proyectos sin inversión ni derechos anteriores sobre el punto de conexión. La falta de prioridad antes indicada es una clara vulneración a los principios de seguridad jurídica, confianza legítima y los derechos adquiridos, desincentivando la modernización de activos ya existentes.</p> | | | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|--|---|--|--|--|---|----------------------------|--|--|--|--|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|------------|--------------------|--------------------|--------------------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|-------------|------------|--------------------|--------------------|-----------|-----------|-------------|--------------------|-------------------|-------------------|-----------|-----------|------------|-------------------|-----------------------|---|
| 185 | AngloAmerican Sur S.A. | 9-11 | La exigencia de rangos de frecuencia y tiempos de permanencia en esos rangos que se establece en la Tabla 6, debería ser la misma que se exige a las plantas generadoras en la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio en el artículo 3-10. | <p>La Tabla 6 debe llamarse "Tiempos de permanencia en operación en función de la frecuencia del sistema" y debe contener lo siguiente:</p> <table><tr><th>Limite Inferior (mayor que)</th><th>Limite Superior (menor o igual que)</th><th colspan="4">Tiempo Mínimo de Operación</th></tr><tr><th></th><th></th><th>Hidroeléctricas</th><th>Termoeléctricas</th><th>Parques Eólicos</th><th>Parques Fotovoltaicos</th></tr><tr><td>49.0 [Hz]</td><td>50.0 [Hz]</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td></tr><tr><td>48.0 [Hz]</td><td>49.0 [Hz]</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td></tr><tr><td>47.5 [Hz]</td><td>48.0 [Hz]</td><td>30 minutos</td><td>30 minutos</td><td>30 minutos</td><td>30 minutos</td></tr><tr><td>47.0 [Hz]</td><td>47.5 [Hz]</td><td>5 segundos</td><td>Desconex. opcional</td><td>Desconex. opcional</td><td>Desconex. opcional</td></tr><tr><td>50.0 [Hz]</td><td>51.0 [Hz]</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td></tr><tr><td>51.0 [Hz]</td><td>51.5 [Hz]</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td></tr><tr><td>51.5 [Hz]</td><td>52.0 [Hz]</td><td>90 segundos</td><td>5 segundos</td><td>Desconex. opcional</td><td>Desconex. opcional</td></tr><tr><td>52.0 [Hz]</td><td>52.5 [Hz]</td><td>15 segundos</td><td>Desconex. opcional</td><td rowspan="2">Desconex. forzada</td><td rowspan="2">Desconex. forzada</td></tr><tr><td>52.5 [Hz]</td><td>53.0 [Hz]</td><td>5 segundos</td><td>Desconex. forzada</td></tr></table> | Limite Inferior (mayor que) | Limite Superior (menor o igual que) | Tiempo Mínimo de Operación | | | | | | Hidroeléctricas | Termoeléctricas | Parques Eólicos | Parques Fotovoltaicos | 49.0 [Hz] | 50.0 [Hz] | Permanente | Permanente | Permanente | Permanente | 48.0 [Hz] | 49.0 [Hz] | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | 47.5 [Hz] | 48.0 [Hz] | 30 minutos | 30 minutos | 30 minutos | 30 minutos | 47.0 [Hz] | 47.5 [Hz] | 5 segundos | Desconex. opcional | Desconex. opcional | Desconex. opcional | 50.0 [Hz] | 51.0 [Hz] | Permanente | Permanente | Permanente | Permanente | 51.0 [Hz] | 51.5 [Hz] | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | 51.5 [Hz] | 52.0 [Hz] | 90 segundos | 5 segundos | Desconex. opcional | Desconex. opcional | 52.0 [Hz] | 52.5 [Hz] | 15 segundos | Desconex. opcional | Desconex. forzada | Desconex. forzada | 52.5 [Hz] | 53.0 [Hz] | 5 segundos | Desconex. forzada | Se acoge parcialmente | <p>Se acoge parcialmente la observación. Se ajusta la Tabla 6 "Tiempo de despeje según rango de frecuencia", considerando los tiempos de despeje establecidos para unidades renovables en la NTSyCS. Asimismo, se incluye un Artículo Transitorio que norma la actualización de los ajustes de los sistemas de protecciones, a efectos de incorporar lo modificado en el Artículo 9-11.</p> <p>"Artículo 10-5 Actualización de los ajustes de Protecciones Los PMGD deberán actualizar sus ajustes de protecciones de acuerdo a lo señalado en el Artículo 9-11 en un plazo no superior a 6 meses contados desde la publicación en el Diario Oficial de la presente norma técnica. Para ello, deberán coordinarse con la Empresa Distribuidora a efectos de su adecuada implementación. Cumplido el plazo antes señalado, la Empresa Distribuidora deberá comunicar a la Superintendencia el estado de cumplimiento de la actualización de las protecciones de los PMGD. "</p> |
| Limite Inferior (mayor que) | Limite Superior (menor o igual que) | Tiempo Mínimo de Operación | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Hidroeléctricas | Termoeléctricas | Parques Eólicos | Parques Fotovoltaicos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 49.0 [Hz] | 50.0 [Hz] | Permanente | Permanente | Permanente | Permanente | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 48.0 [Hz] | 49.0 [Hz] | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 47.5 [Hz] | 48.0 [Hz] | 30 minutos | 30 minutos | 30 minutos | 30 minutos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 47.0 [Hz] | 47.5 [Hz] | 5 segundos | Desconex. opcional | Desconex. opcional | Desconex. opcional | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 50.0 [Hz] | 51.0 [Hz] | Permanente | Permanente | Permanente | Permanente | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 51.0 [Hz] | 51.5 [Hz] | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 51.5 [Hz] | 52.0 [Hz] | 90 segundos | 5 segundos | Desconex. opcional | Desconex. opcional | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 52.0 [Hz] | 52.5 [Hz] | 15 segundos | Desconex. opcional | Desconex. forzada | Desconex. forzada | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 52.5 [Hz] | 53.0 [Hz] | 5 segundos | Desconex. forzada | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 186 | AngloAmerican Sur S.A. | 9-20 | Sin perjuicio de la obligación de que los PMGD deban ajustar su inyección a los bloques horarios, la NT no es clara en asignar la responsabilidad de seguimiento y limitación horaria a la distribuidora o al Coordinador para que se cumpla dicha limitación. Se solicita explicitarla. | Se solicita incorporar un párrafo en el siguiente tenor al final del artículo 9-20: "El Coordinador deberá velar porque no se superen las inyecciones horarias permitidas a cada PMGD, y en caso de detectar su incumplimiento instruir que se corrija la consigna de operación respectiva." | No se acoge | La observación no se acoge. Lo señalado por el observante se encuentra recogido en el Artículo 9-18. Asimismo, en caso de incumplimiento de las condiciones establecidas en el ICC se deben tomar las medidas señaladas en el Artículo 9-8. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|---|
| 187 | AngloAmerican Sur S.A. | 9-24 | <p>Las congestiones no sólo se producen en el Sistema de Transmisión Zonal, sino que también en el Nacional, y las inyecciones de los PMGD contribuyen a que se produzcan. En este mismo sentido, la normativa no distingue que la operación económica o la seguridad y calidad de servicio deba sólo resguardarse en áreas inmediatamente contiguas a los PMGD, sino que es un principio general a las instalaciones de servicio público de transmisión. Por tanto se solicita modificar y extender la adopción de medidas a instalaciones de transmisión de servicio público.</p> <p>Además, los PMGD no debería poder hacer uso de capacidad técnica de los sistemas Dedicados, ya que en su proceso de conexión no presentan una SUCTD. Mientras la regulación no se haga cargo de cómo se autoriza el uso de capacidad de sistemas Dedicados por parte de PMGDs, las inyecciones de éstos deberían estar limitadas en caso que inviertan flujos en el sistema Dedicado aguas arriba.</p> | <p>En caso de que el Coordinador detecte congestiones en Sistemas de Transmisión de Servicio Público, o detecte que los PMGD están haciendo uso de capacidad técnica de sistemas Dedicados, deberá instruir medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los PMGD.</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se ajusta la redacción del Artículo en el siguiente sentido: "Artículo 9-24. Detección de la congestión en el Sistema de Transmisión Zonal</p> <p>En caso de que el Coordinador detecte congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal en donde se vea comprometida la seguridad del sistema eléctrico, este podrá instruir medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los PMGD. "</p> |
| 188 | AngloAmerican Sur S.A. | 9-24 | <p>Las congestiones se producen por exceso de oferta, ya sea respecto a la demanda o a la capacidad de transmisión disponible; luego, no necesariamente éstas comprometen la seguridad del sistema eléctrico. La reducción de inyecciones de los PMGD, por tanto y de la misma forma que centrales conectadas en transmisión, deben responder también al principio de operación a mínimo costo y a un tratamiento no discriminatorio entre las centrales generadoras de igual costo de producción.</p> <p>Además, los PMGD no debería poder hacer</p> | <p>En caso de que el Coordinador detecte congestiones en Sistemas de Transmisión de Servicio Público, o detecte que los PMGD están haciendo uso de capacidad técnica de sistemas Dedicados, deberá instruir medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los PMGD.</p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 187 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|--|
| | | | <p>uso de capacidad técnica de los sistemas Dedicados, ya que en su proceso de conexión no presentan una SUCTD. Mientras la regulación no se haga cargo de cómo se autoriza el uso de capacidad de sistemas Dedicados por parte de PMGDs, las inyecciones de éstos deberían estar limitadas en caso que inviertan flujos en el sistema Dedicado aguas arriba.</p> | | | |
| 189 | AngloAmerican Sur S.A. | 9-25 | <p>Las congestiones no sólo se producen en el Sistema de Transmisión Zonal, sino que también en el Nacional, y las inyecciones de los PMGD contribuyen a que se produzcan. En este mismo sentido, la normativa no distingue que la operación económica o la seguridad y calidad de servicio deba sólo resguardarse en áreas inmediatamente contiguas a los PMGD, sino que es un principio general a las instalaciones de servicio público de transmisión. Por tanto se solicita modificar y extender la adopción de medidas a instalaciones de transmisión de servicio público.</p> <p>Las congestiones se producen por exceso de oferta, ya sea respecto a la demanda o a la capacidad de transmisión disponible; luego, no necesariamente éstas comprometen la seguridad del sistema eléctrico. La reducción de inyecciones de los PMGD, por tanto y de la misma forma que centrales conectadas en transmisión, deben responder también al principio de operación a mínimo costo y a un tratamiento no discriminatorio entre las centrales generadoras de igual costo de producción.</p> <p>Además, los PMGD no debería poder hacer</p> | <p>En caso de que el Coordinador detecte algún riesgo en alcanzar la capacidad máxima de las instalaciones de Transmisión Zonal o Nacional, o si se evidencia que alguna de estas instalaciones ya ha alcanzado su capacidad máxima, o detecte que los PMGD están haciendo uso de capacidad técnica de sistemas Dedicados, el Coordinador determinará la magnitud total de transferencias, expresado en MW, que sea necesario reducir en la Subestación Primaria de Distribución correspondiente. Lo anterior, con el objeto de mitigar dicho riesgo o corregir el exceso sobre la capacidad máxima de las instalaciones afectadas. El Coordinador deberá calcular la magnitud de potencia específica por cada PMGD, que tengan influencia en la instalación afectada, siguiendo un criterio de eficiencia técnica y económica, así como de transparencia e imparcialidad.</p> | Se acoge parcialmente | <p>Se acoge parcialmente la observación. Se ajusta la redacción en el siguiente sentido:" En caso de que el Coordinador detecte algún riesgo en alcanzar la capacidad máxima de las instalaciones de Transmisión Zonal, o si se evidencia que alguna de estas instalaciones ya ha alcanzado su capacidad máxima, el Coordinador determinará la magnitud total de transferencias, expresado en MW, que sea necesario reducir en la Subestación Primaria de Distribución congestionada. Lo anterior, con el objeto de mitigar dicho riesgo o corregir el exceso sobre la capacidad máxima de la instalación afectada.</p> <p>El Coordinador deberá calcular la magnitud de potencia específica por cada PMGD, que tenga influencia en la instalación afectada, siguiendo un criterio de eficiencia técnica y económica, así como de transparencia e imparcialidad."</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|---|
| | | | uso de capacidad técnica de los sistemas Dedicados, ya que en su proceso de conexión no presentan una SUCTD. Mientras la regulación no se haga cargo de cómo se autoriza el uso de capacidad de sistemas Dedicados por parte de PMGDs, las inyecciones de éstos deberían estar limitadas en caso que inviertan flujos en el sistema Dedicado aguas arriba. | | | |
| 211 | Empresas Eléctricas A.G. | 9-14 | <p>Según el Art. 9-14:</p> <p>Se establece la obligación de mantener una Bitácora de Operaciones para cada PMGD, pero no hace referencia a los costos de implementación y mantenimiento de dicha bitácora, ni a cómo estos deben ser considerados en la tarifa definida para el PMGD.</p> <p>Se sugiere que los costos asociados a la implementación y mantenimiento de la Bitácora de Operaciones sean asumidos por el PMGD, dado que corresponden a requerimientos específicos de su operación y supervisión dentro del sistema de distribución.</p> | <p>Se solicita agregar un segundo párrafo según lo siguiente:</p> <p><u>"Los costos de implementación y mantenimiento de la Bitácora de Operaciones deberán ser considerados en la tarifa definida para el PMGD, conforme a los criterios establecidos por la normativa vigente. En consecuencia, dichos costos deberán ser asumidos por el PMGD, en función de su responsabilidad operativa dentro del sistema de distribución."</u></p> | No se acoge | La observación no se acoge. El Reglamento establece que las Empresas Distribuidoras deberán implementar los procedimientos y metodologías que sean necesarios para la normal operación de un PMGD. Cabe señalar que, lo solicitado por el observante no estaría dentro del alcance de lo que regula la presente norma técnica. |
| 212 | Empresas Eléctricas A.G. | 9-17 | <p>El primer párrafo del Art. 9-17 señala:</p> <p>"La Empresa Distribuidora podrá desconectar a un PMGD del SD, sin previo aviso, en caso de comprobarse un peligro inminente; ante perturbaciones que, encontrándose fuera de los rangos establecidos en la norma técnica correspondiente, afecten las instalaciones del SD; o, en caso de desconexión programada. En este último caso, la Empresa Distribuidora deberá informar previamente a los PMGD que se verán afectados por dicha desconexión."</p> <p>El artículo 9-17 regula las condiciones bajo las</p> | <p>Se solicita modificar el primer párrafo según lo siguiente:</p> <p>"La Empresa Distribuidora podrá desconectar a un PMGD del SD, sin previo aviso, en caso de comprobarse un peligro inminente; ante perturbaciones que, encontrándose fuera de los rangos establecidos en la norma técnica correspondiente, afecten las instalaciones del SD; <u>en casos en que el SD se encuentre bajo una condición topológica distinta a la aprobada en el ICC, es decir, cuando no esté configurado con la vía de evacuación estudiada debido a una condición de contingencia;</u> o, en</p> | No se acoge | La observación no se acoge. Lo planteado por el observante se encuentra recogido en el Título 9-2 de la presente norma técnica, en tanto se regulan los aspectos en condición de falla y ante perturbaciones. Asimismo, la actual redacción del Artículo 9-17 faculta a la Empresa Distribuidora a desconectar a un PMGD en caso de comprobarse un peligro inminente. |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|--|
| | | | cuales la Empresa Distribuidora puede desconectar un PMGD del Sistema de Distribución (SD). Sin embargo, no contempla explícitamente situaciones en las que el SD opere bajo una configuración topológica distinta a la aprobada en el ICC, como ocurre en contingencias que modifican la vía de evacuación estudiada. Esta omisión genera un vacío normativo que puede comprometer la seguridad y estabilidad del sistema, especialmente en escenarios donde la operación del PMGD bajo condiciones no previstas incrementa el riesgo de sobrecarga o falla. | caso de desconexión programada. En este último caso, la Empresa Distribuidora deberá informar previamente a los PMGD que se verán afectados por dicha desconexión." | | |
| 213 | Empresas Eléctricas A.G. | 9-22 | Según el Art. 9-22: Se establece la responsabilidad de la Empresa Distribuidora en la operación del interruptor de acoplamiento y el registro de intervenciones del PMGD que puedan generar riesgos en la red. Sin embargo, no se especifica cómo se financian los costos operacionales asociados al monitoreo permanente de las variables eléctricas que permiten detectar, coordinar y registrar dichas intervenciones, lo cual es relevante para la transparencia y trazabilidad de los costos involucrados en la operación del sistema. | Se solicita agregar el siguiente párrafo: <u>"La Empresa Distribuidora deberá incluir en el Informe de Costos de Conexión los costos operacionales asociados al monitoreo permanente de las variables eléctricas del PMGD que permiten coordinar y registrar las intervenciones en sus instalaciones. Estos costos deberán ser valorizados conforme a criterios técnicos y económicos establecidos en la normativa vigente."</u> | No se acoge | Se solicita ver respuesta tipo "Actividades asociadas al monitoreo y control del PMGD" |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|---------------|
| 214 | Empresas Eléctricas A.G. | 9-26 | <p>El Art. 9-26 señala:</p> <p>"Una vez determinada las reducciones que fueren necesarias, la Empresa Distribuidora registrará las reducciones de los PMGD en la Bitácora de Operación, registrando, al menos, lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. fecha y hora de la instrucción del Coordinador; ii. magnitud de la inyección del PMGD previa a la instrucción; iii. magnitud de la reducción de inyección; iv. duración de la reducción de la inyección; v. magnitud de la inyección del PMGD posterior a la instrucción; y, vi. fecha y hora del levantamiento de la limitación. <p>El artículo establece que la Empresa Distribuidora debe registrar en la Bitácora de Operación los eventos relacionados con la instrucción de reducción de inyección emitida por el Coordinador. Sin embargo, la redacción actual no distingue claramente entre los valores instruidos por el Coordinador y los valores medidos en campo, lo cual puede generar ambigüedad en la trazabilidad de las acciones ejecutadas. Se sugiere ajustar el listado de variables a registrar para reflejar esta distinción.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>La Empresa Distribuidora registrará las reducciones de los PMGD en la Bitácora de Operación, registrando, al menos, lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. fecha y hora de la instrucción del Coordinador; ii. magnitud de la inyección del PMGD previa a la instrucción; iii. magnitud de la reducción de inyección <u>instruida</u>; iv. duración de la reducción de la inyección <u>instruida</u>; v. magnitud de la inyección del PMGD posterior a la instrucción; y, vi. fecha y hora del levantamiento de la limitación. | Se acoge | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|---|---|--|---|
| 215 | Empresas Eléctricas A.G. | 9-27 | <p>Según el Art. 9-27:</p> <p>Se establece que los PMGD deben enviar mensualmente un informe con información técnica y proyecciones de excedentes al Coordinador y a la Empresa Distribuidora. Sin embargo, no se contempla la implementación de una plataforma digital estandarizada para el registro y envío de esta información, lo cual podría dificultar el control, trazabilidad y análisis sistemático de los datos, especialmente en escenarios con alta penetración de generación distribuida.</p> | <p>Se solicita agregar el siguiente párrafo:</p> <p><u>"El Coordinador deberá implementar y administrar una Plataforma de Registro del Informe Mensual de PMGD (portal web y/o API), de uso obligatorio para los PMGD, la cual se encontrará estandarizada para el registro, envío y almacenamiento de la información que los PMGD deben proporcionar regularmente, incluyendo el informe de operación mensual. Esta plataforma deberá permitir el control, seguimiento y trazabilidad de los datos, facilitando su análisis técnico y cumplimiento normativo."</u></p> | Se acoge parcialmente | <p>La observación se acoge parcialmente, en el sentido de establecer de qué forma se realizará el envío del informe. Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...] Este informe deberá ser enviado al Coordinador y a la Empresa Distribuidora a más tardar el día 25 de cada mes o el día hábil siguiente, en los formatos y medios que el Coordinador establezca. [...]".</p> |
| 231 | Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 9-7 | <p>Para asegurar el buen uso de la desconexión y/o de reconexión del reconector por parte de la distribuidora, es importante que ésta tenga que reportar y anotar en una bitácora las razones fundadas de dicha desconexión y el momento en que el PMGD se reconectó.</p> | <p>"Para efectuar la reconexión a la Red de Distribución, el PMGD deberá acatar las instrucciones que imparta la Empresa Distribuidora, a efectos de restablecer las inyecciones al Sistema de Distribución, dichas acciones quedarán registradas en la bitácora del Artículo 9-14. La reconexión del PMGD deberá realizarse en los términos especificados en el Artículo 9-13".</p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 20 |
| 232 | Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. | 9-8 | <p>En el contexto de la desconexión de los PMGD por parte y a criterio de la Empresa Distribuidora, no queda establecido la posible compensación por pérdida de inyecciones por desconexión injustificada. En este caso se propone una compensación por la energía no inyectada que considere los días desde la desconexión hasta la reposición de la operación.</p> | <p>Se propone la siguiente la adición al párrafo final del artículo, quedando el siguiente texto:</p> <p>"Con todo, la desconexión podrá ser objeto de una reclamación por parte del PMGD ante la Empresa Distribuidora. Esta última dispondrá de 10 días contados desde el ingreso de dicho reclamo, para dar respuesta a la solicitud. De no llegar a acuerdo entre las partes, la desconexión podrá ser objeto de una reclamación por parte del PMGD ante la Superintendencia. En caso de comprobarse la desconexión injustificada, la Empresa de Distribución deberá restituir la condición operativa y abonará al titular una</p> | No se acoge | <p>No se acoge la observación. El sentido de lo solicitado por el observante ya se encuentra recogido en el último párrafo del Artículo, toda vez que, de no llegar a acuerdo, las partes pueden acudir a la Superintendencia para realizar una reclamación. La Superintendencia, en el ámbito de sus facultades, podría considerar alguna medida al respecto.</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|--|
| | | | | compensación equivalente al volumen de energía no inyectada (MWh) durante la desconexión injustificada, valorada a la opción tarifaria del PMGD. | | |
| 240 | Transelec S.A. | 9-8 | <p>El presente artículo establece que las empresas de distribución poseen la facultad de desconectar al PMGD del Sistema de Transmisión si este último no cumple con su obligación de respetar las condiciones establecidas en su ICC.</p> <p>Respecto a lo anterior, el artículo señala que la empresa de distribución únicamente podrá realizar la desconexión del PMGD, por lo que su responsabilidad sobre la operación del interruptor de acoplamiento se establece como algo opcional. Consideramos que la empresa de distribución, en su rol de monitoreo y con su rápida capacidad de respuesta, debe desconectar al PMGD si este no cumple con sus condiciones establecidas en su ICC, ya que este incumplimiento implica un riesgo a la seguridad y calidad de servicio tanto en el sistema de distribución como en el sistema de transmisión adyacente.</p> <p>La solicitud surge debido a casos como el de la Línea Linares - Chacahuín 66kV, la cual ha sufrido múltiples desconexiones en los últimos años por exceso de generación PMGD, lo que a derivado en la operación de las protecciones de sobrecarga del paño B3 en S/E Linares. En todos estos casos hemos dado avisos al Coordinador de que nos estamos acercando a los límites de operación de la línea, pero que los tiempos de reacción para controlar transferencia no han sido suficientes. Es por esto que es de nuestro interés que la Distribuidora deba realizar la desconexión en el menor tiempo posible, para así resguardar</p> | <p>Se solicita modificar el inciso primero del artículo 9-8:</p> <p>"Artículo 9-8. Desconexión por modificación a las condiciones establecidas en el ICC</p> <p>Los PMGD no podrán modificar unilateralmente las condiciones establecidas en su ICC, incluyendo las limitaciones horarias y los niveles de inyección definidos. Asimismo, tampoco podrán intervenir el Sistema de Limitación de Inyecciones, si lo tuviere, sin contar con la autorización de la Empresa Distribuidora. Cualquier modificación no autorizada por la Empresa Distribuidora se considerará que compromete la seguridad de las personas, la calidad y seguridad del servicio de la Red de Distribución y, por tanto, la Empresa Distribuidora podrá deberá desconectar al PMGD del Sistema de Distribución. La desconexión deberá ser justificada y registrada en la bitácora que hace referencia el Artículo 9-14.</p> <p>Con todo, la desconexión podrá ser objeto de una reclamación por parte del PMGD ante la Empresa Distribuidora. Esta última dispondrá de 10 días contados desde el ingreso de dicho reclamo, para dar respuesta a la solicitud. De no llegar a acuerdo entre las partes, la desconexión podrá ser objeto de una reclamación por parte del PMGD ante la Superintendencia."</p> | No se acoge | <p>No se acoge la observación. El sentido del Artículo es otorgar a la Empresa Distribuidora una facultad operativa para desconectar a un PMGD que opere fuera de las condiciones establecidas en el ICC. Establecer una exigencia normativa en el sentido de la observación, implicaría que la facultad de control se transforme en una obligación normativa automática, lo que significaría que, ante cualquier situación que impida la desconexión remota, la Empresa Distribuidora estaría incurriendo en un incumplimiento normativo. Lo anterior resulta contradictorio con que la responsabilidad de operar bajo condiciones distintas a las del ICC y los riesgos de seguridad asociados, recaen exclusivamente en el propietario u operador del PMGD.</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|---|
| | | | efectivamente la seguridad de su zona de concesión de posibles operaciones en transmisión, incluso si se debe realizar la desconexión del PMGD sin previa validación con el propietario del PMGD, ya que así sería posible minimizar las desconexiones cuando esto es posible. | | | |
| 241 | Transelec S.A. | 9-24 | <p>El presente artículo establece que el Coordinador posee la facultad de instruir medidas a las Empresas Distribuidoras y los PMGD cuando se detecten congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal.</p> <p>Respecto a lo anterior, y considerando que las congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal implican un riesgo a la seguridad y calidad de servicio del sistema, se solicita que esta facultad del Coordinador pase a ser una obligación.</p> <p>Simil a la observación que realizamos al artículo 9-8, la solicitud surge debido a casos como el de la Línea Linares - Chacahuín 66kV, la cual ha sufrido múltiples desconexiones en los últimos años por exceso de generación PMGD, lo que a derivado en la operación de las protecciones de sobrecarga del paño B3 en S/E Linares. En todos estos casos hemos dado avisos al Coordinador de que nos estamos acercando a los límites de operación de la línea, pero que los tiempos de reacción para controlar transferencia no han sido suficientes.</p> <p>Es por esto que es de nuestro interés que instruya medidas a las empresas distribuidoras y los PMGD, para así resguardar efectivamente la seguridad del sistema eléctrico.</p> | <p>Se solicita modificar el inciso primero del artículo 9-24:</p> <p>"Artículo 9-24. Detección de la congestión en el Sistema de Transmisión Zonal</p> <p>En caso de que el Coordinador detecte congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal en donde se va comprometida la seguridad del sistema eléctrico, este podrá deberá instruir medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los PMGD."</p> | No se acoge | <p>No se acoge la observación. El Artículo guarda estricta consistencia con lo dispuesto en el Artículo 102 del Reglamento.</p> <p>Modificar el sentido de la exigencia de acuerdo con lo señalado por la observación, transformaría la facultad operativa del Coordinador, la cual requiere de un análisis técnico para determinar las medidas respectivas de acuerdo con las características de la congestión, en una obligación automática que daría rigidez a la operación del sistema.</p> |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | | | | | | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|---|---|--|---|-----------------------|--|--|--|--|--|-------------------------------------|----------------------------|--|--|--|--|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|------------|--------------------|--------------------|--------------------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|-------------|------------|--------------------|--------------------|-----------|-----------|-------------|--------------------|--|--|-----------|-----------|------------|-------------------|-------------------|-------------------|-----------------------|----------------------|
| 253 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 9-11 | La exigencia de rangos de frecuencia y tiempos de permanencia en esos rangos que se establece en la Tabla 6, debería ser la misma que se exige a las plantas generadoras en la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio en el artículo 3-10. | La Tabla 6 debe llamarse "Tiempos de permanencia en operación en función de la frecuencia del sistema" y debe contener lo siguiente: <table><tr><th>Limite Inferior (mayor que)</th><th>Limite Superior (menor o igual que)</th><th colspan="4">Tiempo Mínimo de Operación</th></tr><tr><th></th><th></th><th>Hidroeléctricas</th><th>Termoeléctricas</th><th>Parques Eólicos</th><th>Parques Fotovoltaicos</th></tr><tr><td>49.0 [Hz]</td><td>50.0 [Hz]</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td></tr><tr><td>48.0 [Hz]</td><td>49.0 [Hz]</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td></tr><tr><td>47.5 [Hz]</td><td>48.0 [Hz]</td><td>30 minutos</td><td>30 minutos</td><td>30 minutos</td><td>30 minutos</td></tr><tr><td>47.0 [Hz]</td><td>47.5 [Hz]</td><td>5 segundos</td><td>Desconex. opcional</td><td>Desconex. opcional</td><td>Desconex. opcional</td></tr><tr><td>50.0 [Hz]</td><td>51.0 [Hz]</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td><td>Permanente</td></tr><tr><td>51.0 [Hz]</td><td>51.5 [Hz]</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td><td>90 minutos</td></tr><tr><td>51.5 [Hz]</td><td>52.0 [Hz]</td><td>90 segundos</td><td>5 segundos</td><td>Desconex. opcional</td><td>Desconex. opcional</td></tr><tr><td>52.0 [Hz]</td><td>52.5 [Hz]</td><td>15 segundos</td><td>Desconex. opcional</td><td></td><td></td></tr><tr><td>52.5 [Hz]</td><td>53.0 [Hz]</td><td>5 segundos</td><td>Desconex. forzada</td><td>Desconex. forzada</td><td>Desconex. forzada</td></tr></table> | | | | | | Limite Inferior (mayor que) | Limite Superior (menor o igual que) | Tiempo Mínimo de Operación | | | | | | Hidroeléctricas | Termoeléctricas | Parques Eólicos | Parques Fotovoltaicos | 49.0 [Hz] | 50.0 [Hz] | Permanente | Permanente | Permanente | Permanente | 48.0 [Hz] | 49.0 [Hz] | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | 47.5 [Hz] | 48.0 [Hz] | 30 minutos | 30 minutos | 30 minutos | 30 minutos | 47.0 [Hz] | 47.5 [Hz] | 5 segundos | Desconex. opcional | Desconex. opcional | Desconex. opcional | 50.0 [Hz] | 51.0 [Hz] | Permanente | Permanente | Permanente | Permanente | 51.0 [Hz] | 51.5 [Hz] | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | 51.5 [Hz] | 52.0 [Hz] | 90 segundos | 5 segundos | Desconex. opcional | Desconex. opcional | 52.0 [Hz] | 52.5 [Hz] | 15 segundos | Desconex. opcional | | | 52.5 [Hz] | 53.0 [Hz] | 5 segundos | Desconex. forzada | Desconex. forzada | Desconex. forzada | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 185 |
| Limite Inferior (mayor que) | Limite Superior (menor o igual que) | Tiempo Mínimo de Operación | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Hidroeléctricas | Termoeléctricas | Parques Eólicos | Parques Fotovoltaicos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 49.0 [Hz] | 50.0 [Hz] | Permanente | Permanente | Permanente | Permanente | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 48.0 [Hz] | 49.0 [Hz] | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 47.5 [Hz] | 48.0 [Hz] | 30 minutos | 30 minutos | 30 minutos | 30 minutos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 47.0 [Hz] | 47.5 [Hz] | 5 segundos | Desconex. opcional | Desconex. opcional | Desconex. opcional | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 50.0 [Hz] | 51.0 [Hz] | Permanente | Permanente | Permanente | Permanente | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 51.0 [Hz] | 51.5 [Hz] | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 51.5 [Hz] | 52.0 [Hz] | 90 segundos | 5 segundos | Desconex. opcional | Desconex. opcional | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 52.0 [Hz] | 52.5 [Hz] | 15 segundos | Desconex. opcional | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 52.5 [Hz] | 53.0 [Hz] | 5 segundos | Desconex. forzada | Desconex. forzada | Desconex. forzada | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 254 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 9-20 | Sin perjuicio de la obligación de que los PMGD deban ajustar su inyección a los bloques horarios, la NT no es clara en asignar la responsabilidad de seguimiento y limitación horaria a la distribuidora o al Coordinador para que se cumpla dicha limitación. Se solicita explicitarla. | Se solicita incorporar un párrafo en el siguiente tenor al final del artículo 9-20: "El Coordinador deberá velar porque no se superen las inyecciones horarias permitidas a cada PMGD, y en caso de detectar su incumplimiento instruir que se corrija la consigna de operación respectiva." | | | | | | No se acoge | Ver respuesta ID 186 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 255 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 9-24 | Las congestiones no sólo se producen en el Sistema de Transmisión Zonal, sino que también en el Nacional, y las inyecciones de los PMGD contribuyen a que se produzcan. En este mismo sentido, la normativa no distingue que la operación económica o la seguridad y calidad de servicio deba sólo resguardarse en áreas inmediatamente contiguas a los PMGD, sino que es un principio general a las instalaciones de servicio público de transmisión. Por tanto se solicita modificar y | En caso de que el Coordinador detecte congestiones en Sistemas de Transmisión de Servicio Público, o detecte que los PMGD están haciendo uso de capacidad técnica de sistemas Dedicados, deberá instruir medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los PMGD. | | | | | | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 187 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|--|---|--|----------------------|
| | | | <p>extender la adopción de medidas a instalaciones de transmisión de servicio público.</p> <p>Además, los PMGD no debería poder hacer uso de capacidad técnica de los sistemas Dedicados, ya que en su proceso de conexión no presentan una SUCTD. Mientras la regulación no se haga cargo de cómo se autoriza el uso de capacidad de sistemas Dedicados por parte de PMGDs, las inyecciones de éstos deberían estar limitadas en caso que inviertan flujos en el sistema Dedicado aguas arriba.</p> | | | |
| 256 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 9-24 | <p>Las congestiones se producen por exceso de oferta, ya sea respecto a la demanda o a la capacidad de transmisión disponible; luego, no necesariamente éstas comprometen la seguridad del sistema eléctrico. La reducción de inyecciones de los PMGD, por tanto y de la misma forma que centrales conectadas en transmisión, deben responder también al principio de operación a mínimo costo y a un tratamiento no discriminatorio entre las centrales generadoras de igual costo de producción.</p> <p>Además, los PMGD no debería poder hacer uso de capacidad técnica de los sistemas Dedicados, ya que en su proceso de conexión no presentan una SUCTD. Mientras la regulación no se haga cargo de cómo se autoriza el uso de capacidad de sistemas Dedicados por parte de PMGDs, las inyecciones de éstos deberían estar limitadas en caso que inviertan flujos en el sistema Dedicado aguas arriba.</p> | <p>En caso de que el Coordinador detecte congestiones en Sistemas de Transmisión de Servicio Público, o detecte que los PMGD están haciendo uso de capacidad técnica de sistemas Dedicados, deberá instruir medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los PMGD.</p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 187 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|--|--|--|----------------------|
| 257 | Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados A.G. | 9-25 | <p>Las congestiones no sólo se producen en el Sistema de Transmisión Zonal, sino que también en el Nacional, y las inyecciones de los PMGD contribuyen a que se produzcan. En este mismo sentido, la normativa no distingue que la operación económica o la seguridad y calidad de servicio deba sólo resguardarse en áreas inmediatamente contiguas a los PMGD, sino que es un principio general a las instalaciones de servicio público de transmisión. Por tanto se solicita modificar y extender la adopción de medidas a instalaciones de transmisión de servicio público.</p> <p>Las congestiones se producen por exceso de oferta, ya sea respecto a la demanda o a la capacidad de transmisión disponible; luego, no necesariamente éstas comprometen la seguridad del sistema eléctrico. La reducción de inyecciones de los PMGD, por tanto y de la misma forma que centrales conectadas en transmisión, deben responder también al principio de operación a mínimo costo y a un tratamiento no discriminatorio entre las centrales generadoras de igual costo de producción.</p> <p>Además, los PMGD no debería poder hacer uso de capacidad técnica de los sistemas Dedicados, ya que en su proceso de conexión no presentan una SUCTD. Mientras la regulación no se haga cargo de cómo se autoriza el uso de capacidad de sistemas Dedicados por parte de PMGDs, las inyecciones de éstos deberían estar limitadas en caso que inviertan flujos en el sistema Dedicado aguas arriba.</p> | <p>En caso de que el Coordinador detecte algún riesgo en alcanzar la capacidad máxima de las instalaciones de Transmisión Zonal o Nacional, o si se evidencia que alguna de estas instalaciones ya ha alcanzado su capacidad máxima, o detecte que los PMGD están haciendo uso de capacidad técnica de sistemas Dedicados, el Coordinador determinará la magnitud total de transferencias, expresado en MW, que sea necesario reducir en la Subestación Primaria de Distribución correspondiente. Lo anterior, con el objeto de mitigar dicho riesgo o corregir el exceso sobre la capacidad máxima de las instalaciones afectadas. El Coordinador deberá calcular la magnitud de potencia específica por cada PMGD, que tengan influencia en la instalación afectada, siguiendo un criterio de eficiencia técnica y económica, así como de transparencia e imparcialidad.</p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 189 |


| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|---|--|--|--|
| 272 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 9-14 | <p>El Art. 9-14 señala:</p> <p>"La Empresa Distribuidora deberá mantener una Bitácora de Operaciones para cada PMGD, en la cual se registrarán todas las acciones operativas sobre el interruptor de acoplamiento. Dicha bitácora deberá ser elaborada de acuerdo con lo señalado en el Artículo 1-8 de la presente norma técnica. Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá enviar la Bitácora de Operaciones al propietario u operador del PMGD si este lo solicita, a más tardar 10 días contados desde la fecha de la solicitud."</p> <p>Se solicita que exista una uniformidad o estándar único para el registro de la bitácora, acordada con la industria, para que pueda reflejar los contenidos mínimos o relevantes.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"La Empresa Distribuidora deberá mantener una Bitácora de Operaciones para cada PMGD, en la cual se registrarán todas las acciones operativas sobre el interruptor de acoplamiento. Dicha bitácora deberá ser elaborada en su formato de acuerdo con lo señalado en el Artículo 1-8 de la presente norma técnica, <u>uniforme entre todas las empresas de distribución para que sea concordante con la operación</u>. Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá enviar la Bitácora de Operaciones al propietario u operador del PMGD si este lo solicita, a más tardar 10 días contados desde la fecha de la solicitud."</p> | No se acoge | El Artículo recoge el sentido de la observación, en cuanto indica que el formato de la bitácora será de acuerdo con lo señalado en el Artículo 1-8 de la presente norma técnica. |
| 273 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 9-15 | <p>El Art. 9-15 señala:</p> <p>"Estas acciones deberán ser coordinadas previamente con la Empresa Distribuidora con el fin del retiro e instalación de sellos de la Protección RI."</p> <p>Se solicita que también puedan ser coordinadas y agendadas previamente, ingresando a las áreas de programación respectiva y mediante los formatos establecidos en el convenio de operación.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"Estas acciones deberán ser coordinadas <u>y agendadas</u> previamente con la Empresa Distribuidora con el fin del retiro e instalación de sellos de la Protección RI"</p> | Se acoge | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|--|--|--|---|
| 274 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 9-18 | <p>El Art. 9-18 señala:</p> <p>"La Empresa Distribuidora deberá monitorear permanentemente las principales variables eléctricas del PMGD, con el fin de supervisar los niveles de inyección y el estado del interruptor de acoplamiento. Además, la Empresa Distribuidora deberá monitorear y controlar que la inyección de los PMGD que dispongan de una componente de almacenamiento se ajuste a los bloques horarios consignados en el Artículo 1-11. Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá comprobar que los ajustes de las protecciones se encuentran en condiciones adecuadas para mantener las condiciones de operación y preservar la seguridad de la Red de Distribución."</p> <p>Se solicita incluir el siguiente complemento.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"La Empresa Distribuidora deberá monitorear permanentemente las principales variables eléctricas del PMGD, con el fin de supervisar los niveles de inyección y el estado del interruptor de acoplamiento. Además, la Empresa Distribuidora deberá monitorear y <u>supervisar</u> que la inyección de los PMGD que dispongan de una componente de almacenamiento se ajuste a los bloques horarios consignados en el Artículo 1-11. Asimismo, la Empresa Distribuidora deberá comprobar que los ajustes de las protecciones se encuentran en condiciones adecuadas para mantener las condiciones de operación y preservar la seguridad de la Red de Distribución."</p> | No se acoge | La observación no se encuentra debidamente justificada. La propuesta de modificación no permite hacer análisis de la observación planteada. |
| 275 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 9-24 | <p>El Art. 9-24 señala:</p> <p>"En caso de que el Coordinador detecte congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal en donde se va comprometida la seguridad del sistema eléctrico, este podrá instruir medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los PMGD."</p> <p>Debido a motivos de continuidad de suministro, se pueden dar casos en que se debe limitar y/o desconectar a un PMGD. Para casos que sean ajenos al segmento de distribución, es decir, fallas a nivel de Transmisión, se debe dar certeza y claridad que esto no implica compensaciones por parte de la empresa distribuidora a los PMGD, al ser acciones ajenas a su alcance o gobernanza.</p> | <p>Se solicita modificar según lo siguiente:</p> <p>"En caso de que el Coordinador detecte congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal en donde se vea comprometida la seguridad del sistema eléctrico, éste podrá instruir medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los PMGD. <u>En caso de presentarse problemas que puedan afectar la continuidad de suministro, se aplicará una reducción de la magnitud de potencia comprometida por las empresa de distribución a los PMGD en forma prorrateada de acuerdo a los procedimientos establecidos por el Coordinador.</u></p> <p><u>Así mismo, en caso de fallas a nivel de Transmisión que impliquen un cambio en la topología de operación normal del</u></p> | No se acoge | No se acoge la observación. Esta norma no regula el tratamiento de eventuales compensaciones entre Empresas Distribuidoras y PMGD. El Reglamento no establece disposiciones en ese sentido y, por tanto, no es materia de la presente norma técnica |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|----------------------|
| | | | | <u>alimentador, las empresas distribuidoras estarán exentas de compensar una eventual menor generación de los PMGD, limitados por tales causas ajenas a su responsabilidad."</u> | | |
| 286 | Aediles Talinay Chile SpA | 9-25 | Se solicita agregar un párrafo que especifique que hacer en caso de que una central tenga una potencia disponible menor a la limitación instruida por parte del CEN, pues esta diferencia podrá ser repartida entre los otros PMGDs de la S/E, con el objetivo de que disminuya la afectación por la congestión del resto de los participantes de la S/E. | En caso de que una unidad de generación presente una potencia disponible menor a la reducción instruida por el Coordinador, la diferencia resultante podrá ser repartida proporcionalmente entre los demás PMGD conectados a la misma barra o subestación, siempre que dicha redistribución contribuya a disminuir la afectación total por la congestión y no comprometa la seguridad ni la calidad del servicio. Para estos efectos, el Coordinador deberá utilizar antecedentes trazables de disponibilidad informados por los titulares o registrados operacionalmente, considerando dichos valores en la determinación final de las instrucciones de reducción | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 128 |
| 287 | Aediles Talinay Chile SpA | 9-26 | Respecto al primer inciso de este artículo, Se debe establecer un protocolo claro para las comunicaciones de instrucción de limitaciones, además de una plataforma para mantener actualizados los puntos de contacto. Se debe mencionar también, nuevamente, los plazos para responder/efectuar por parte de los coordinados y las consecuencias correspondientes. | Para estos efectos, el Coordinador establecerá un protocolo de comunicaciones de instrucciones de reducción que deberá contemplar, a lo menos: i) medio oficial de comunicación mediante plataforma informática y canales de respaldo; ii) formato estándar de la instrucción (identificación del PMGD, magnitud a reducir, hora y fecha de emisión y vigencia, referencia a carta operativa o escenario aplicable); iii) plazos máximos de acuse de recibo y de ejecución por parte de los coordinados, los que deberán ser publicados y aplicarse de manera no discriminatoria; iv) registro y trazabilidad de todas las comunicaciones en la bitácora operativa, con sello de tiempo; v) un Registro de Contactos Operativos administrado por el Coordinador, que los | No se acoge | Ver respuesta ID 129 |


| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|---|--|--|
| | | | | coordinados deberán mantener actualizado; vi) procedimiento de contingencia ante falta de acuse, falta de ejecución o falla de comunicación, incluyendo la aplicación de medidas operativas previstas en el Capítulo 9; y vii) verificación periódica del canal de comunicaciones. | | |
| 290 | Aediles Talinay Chile SpA | 9-7 | Respecto al primer inciso de este artículo, se debe clarificar en esta norma cuales serán los criterios que conlleven la desconexión de una central por pérdidas de monitoreo y control PMGD, todo según criterios de seguridad normativos, con el fin de que no quede a criterio arbitrario de la distribuidora. Se debe dar también protocolos claros para lo comunicación de la distribuidora al coordinado respecto a esta falla (¿teléfono, email, plataforma PMGD?). | En el primer inciso, dar criterios incumplimiento por problemas en señales de comunicación y control PMGD. Puede ser, medidas en función de tiempos de desconexión (cantidad de días sin comunicar), índices de indisponibilidad, problemas específicos de telecontrol ante fallas, etc | No se acoge | Ver respuesta ID 124 |
| 291 | Aediles Talinay Chile SpA | 9-16 | respecto al primer inciso de este artículo, surgen distintas dudas: 1.- ¿quién da la orden de realizar las pruebas?, ¿distribuidora, CEN, CNE, SEC? ¿O se tiene que mandar de forma proactiva por parte de los coordinados y se castigará a los que no hagan envío de estas verificaciones? 2.- En caso de que la solicitud de estas pruebas las haga alguna entidad (como CNE, Distribuidora, etc) ¿se notifica su realizamiento en cualquier momento del año? ¿serán calendarizadas? | | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |
| 292 | Aediles Talinay Chile SpA | 9-16 | Respecto al cuarto inciso de este artículo, si se encuentran hallazgos o medidas correctivas por subsanar, debiese quedar establecido establecido el plazo para subsanar dicho problema (con posibilidad de prórroga en caso de requerirlo) | | No se acoge | Se solicita ver la respuesta tipo "Sin propuesta de texto" |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|---|
| 305 | Coordinador Eléctrico Nacional | 9-11 | En el artículo se indica: "Las protecciones anti isla eléctrica podrán ser del tipo ROCOF, Vector Shift u otro, y su diseño y la configuración deberá realizarse en conformidad con lo establecido en el Artículo 1-4. El sistema de protección anti isla eléctrica deberá contar con la aprobación de la Empresa Distribuidora". Si bien el objetivo de esta protección es velar por que ante una perturbación que genere la desenergización de una parte o el alimentador al que está conectado un PMGD, éste no se mantenga energizado por seguridad de las personas y las instalaciones, se debería considerar una instancia de revisión de los ajustes en caso de operaciones no selectivas de este tipo de protección. Lo anterior, dado que en perturbaciones a nivel sistémico en instalaciones del segmento de transmisión nacional en el SEN se han reportado actuaciones de protecciones anti isla en PMGD. | Las protecciones anti isla eléctrica podrán ser del tipo ROCOF, Vector Shift u otro, y su diseño y la configuración deberá realizarse en conformidad con lo establecido en el Artículo 1-4. El sistema de protección anti isla eléctrica deberá contar con la aprobación de la Empresa Distribuidora y <u>sus ajustes deberán adecuarse en caso de operaciones no selectivas producto de perturbaciones que se produzcan en el sistema eléctrico nacional.</u> | Se acoge parcialmente | Se acoge el sentido de la observación, en cuanto a atender situaciones de perturbación sistémica. Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...] Las protecciones anti isla eléctrica podrán ser del tipo ROCOF , Vector Shift u otro, y su diseño y la configuración deberá realizarse en conformidad con lo establecido en el Artículo 1-4. El sistema de protección anti isla eléctrica deberá contar con la aprobación de la Empresa Distribuidora. En caso de que el PMGD disponga de una protección del tipo ROCOF, esta deberá mantenerse deshabilitada. [...]". |
| 306 | Coordinador Eléctrico Nacional | 9-18 | Se dice que "La Empresa Distribuidora deberá monitorear permanentemente las principales variables eléctricas del PMGD, con el fin de supervisar los niveles de inyección y el estado del interruptor de acoplamiento". De acuerdo con lo observado en los artículos 9-25 y 9-26, se solicita incluir en la redacción que el objetivo también apunta a una efectiva ejecución de instrucciones. Por otro lado, se solicita establecer que la Empresa Distribuidora tenga la obligación de efectuar la entrega en tiempo real al Coordinador de todas las señales operacionales que el coordinador le solicite, necesarias para el monitoreo en tiempo real de los PMGD, de modo que tanto la Empresa | Se propone completar con los siguientes párrafos: "La Empresa Distribuidora deberá monitorear permanentemente las principales variables eléctricas del PMGD, con el fin de instruir reducciones o incrementos de generación, según sea requerido, así como supervisar y controlar los niveles de inyección de generación de los PMGD y el estado del interruptor de acoplamiento... "... La Empresa Distribuidora deberá proporcionar la información en tiempo real al Coordinador de todas las señales operacionales necesarias para el monitoreo de los PMGD". | No se acoge | No se acoge la observación. El sentido del artículo es establecer una obligación de observabilidad por parte de la Empresa Distribuidora para garantizar la seguridad en las Redes de Distribución y verificar el cumplimiento de las limitaciones de inyección establecidas en el ICC. La obligatoriedad de acatar instrucciones del Coordinador y de la Empresa Distribuidora, en lo que corresponda, está recogida en el Artículo 9-21. Por otro lado, lo indicado en los Artículos 9-25 y 9-26 está asociado a las instrucciones emanadas por el Coordinador ante contingencias, lo que está mandado expresamente en el Artículo 102° del Reglamento. |




| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|---------------|
| | | | Distribuidora como el Coordinador cuenten con información fidedigna, completa y veraz de ellos en su punto de conexión. | | | |
| 307 | Coordinador Eléctrico Nacional | 9-24 | En el primer párrafo cambiar "va" por "vea". | En caso de que el Coordinador detecte congestiones en el Sistema de Transmisión Zonal en donde se vea comprometida la seguridad del sistema eléctrico, este podrá instruir medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los PMGD. | Se acoge | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|---------------------|
| 308 | Coordinador Eléctrico Nacional | 9-25 | <p>El segundo párrafo, establece que "el Coordinador deberá calcular la magnitud de potencia específica por cada PMGD, que tengan influencia en la instalación afectada, siguiendo un criterio de eficiencia técnica y económica, así como de transparencia e imparcialidad. Se entenderá que un PMGD tiene influencia en una instalación, cuando su punto de conexión esté conectado a un alimentador que confluye en la Subestación Primaria de Distribución congestionada el Coordinador deberá calcular la magnitud específica por cada PMGD".</p> <p>Al respecto, es importante señalar que, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente -acorde al estado del arte y prácticas de la industria a nivel mundial-, la determinación de instrucciones de operación sobre instalaciones de distribución son de responsabilidad de la Empresas Distribuidoras, pues son ellas las que se establecen y ejecutan a través de sus respectivos centros de control (CC), los cuales cuentan con el personal, herramientas y visibilidad necesaria en cada área de concesión y región, lo que les permite gestionar todos los aspectos que son intrínsecos de la operación de redes de baja tensión, como los son: la gestión de los recursos de generación disponibles (PMGD, almacenamiento, Net Billing, Net Metering, etc.), trabajos de mantenimiento preventivo y correctivos en redes, trasposos de carga, entre otros, garantizando en todo momento algo esencial que es la seguridad de las personas e instalaciones.</p> <p>Como fuera expuesto a la CNE, en el trabajo realizado en las distintas mesas e instancias de</p> | <p>"... De acuerdo con lo establecido en el párrafo anterior, y emitida la instrucción por parte del Coordinador, la Empresa Distribuidora, deberá calcular la magnitud de potencia específica por cada PMGD, que tengan influencia en la instalación afectada, siguiendo un criterio de eficiencia técnica y económica, así como de transparencia e imparcialidad. Se entenderá que un PMGD tiene influencia en una instalación, cuando su punto de conexión esté conectado a un alimentador que confluye en la Subestación Primaria de Distribución congestionada.</p> <p>En primer lugar, la Empresa Distribuidora deberá calcular las reducciones de inyección de generación de los PMGD con costo variable mayor a cero, hasta cumplir con el monto total de transferencias. Luego, en caso de que esta reducción no sea suficiente, deberá calcular reducciones de inyecciones de PMGD con costo variable igual a cero, a prorrata de sus respectivas capacidades de inyección máximas consignadas en sus ICC. Cabe señalar que, la Empresa Distribuidora deberá contar con toda la información, medidas y control de los medios de generación distribuida -conforme a lo establecido en la presente norma, con el objeto de cumplir en forma oportuna con la instrucción emitida por el Coordinador".</p> | No se acoge | Ver respuesta ID 49 |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--------------------|--|---------------|
| | | | <p>discusión, para que el Coordinador pueda emitir instrucciones de operación directamente a los recursos distribuidos, requeriría duplicar las capacidades que actualmente tienen los CC de las empresas Distribuidoras o incluso al propio CDC, lo que sería una forma muy ineficiente de realizar esta gestión, que no ha sido aplicada en ningún otro sistema, debido a los costos que esto implicaría.</p> <p>En efecto, dado que el Coordinador no gestiona ni coordina directamente la operación de instalaciones de las redes de distribución, no cuenta con los recursos necesarios en cuanto a personal, herramientas, entrenamiento, ni tampoco dispone de CDC regionales, que le permitan emitir instrucciones de aumento o reducción de generación, desconexión o conexión, a cada uno de los recursos distribuidos, velando por la efectividad de dichas instrucciones y principalmente por la seguridad de las personas e instalaciones -requisito indispensable-.</p> <p>Conforme a lo expuesto, se solicita modificar el segundo y tercer párrafo de este artículo según lo propuesto.</p> | | | |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|--|--|---------------------|
| 309 | Coordinador Eléctrico Nacional | 9-26 | De acuerdo con lo observado y solicitado en el artículo 9-25, se solicita modificar el artículo 9-26, con lo propuesto en esta observación. | <p>"La Empresa Distribuidora, a través de su CC, instruirá las reducciones que deben realizar los PMGD que tengan influencia en la instalación afectada. Para lo anterior, indicará la magnitud de potencia a reducir por cada uno de ellos, especificando hora y fecha en que la instrucción fue emitida. Para ello el respectivo CC de las Empresas Distribuidoras comunicará las reducciones a cada uno de los PMGD afectados, con copia al Centro de Despacho y Control (CDC) del Coordinador. La Empresa Distribuidora registrará las instrucciones de reducción de inyección, así como el levantamiento de esta. Adicionalmente, en cada una de dichas acciones deberá quedar un registro del horario en que fue efectuada. Para estos efectos, el Coordinador deberá establecer el formato del registro de las instrucciones de operación de los PMGD y comunicarlo a las empresas Distribuidoras. Una vez determinada las reducciones que fueren necesarias, la Empresa Distribuidora registrará las reducciones de los PMGD en la Bitácora de Operación, registrando, al menos, lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) fecha y hora de la instrucción del Coordinador; ii) magnitud de la inyección del PMGD previa a la instrucción; iii) magnitud de la reducción de inyección; iv) duración de la reducción de la inyección; v) magnitud de la inyección del PMGD posterior a la instrucción; y, vi) fecha y hora del levantamiento de la limitación. " | No se acoge | Ver respuesta ID 49 |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|----------------------|
| 312 | Coordinador Eléctrico Nacional | General | <p>Por razones de seguridad de servicio del sistema eléctrico se recomienda establecer en la NTCO-PMGD, que el cumplimiento de las exigencias técnicas descritas en el Título 3-3 Instalaciones de Generación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio sea aplicable también a los PMGD.</p> <p>Además, se requiere establecer en la NTCO-PMGD, que el cumplimiento de las exigencias técnicas en el Título 4-1, Artículo 4.3 literales a) y c) de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio sean aplicable también a los PMGD.</p> <p>Asimismo, los PMGD deberían disponer de los enlaces para la lectura remota de protecciones, registros locales de perturbaciones, o interrogación de equipamiento de monitoreo sistémico.</p> | Ajustar el Artículo 9-11 de Desconexión por Frecuencia según el Artículo 3-10 de la NTSyCS. | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 185 |




Observaciones Capítulo 10

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|--|--|---|
| 6 | Enel Generacion S.A | 10-3 | El plazo de un año es demasiado acotado para las empresas generadoras que ya tienen PMGDs operando, ante la necesidad de financiamiento adicional al previsto. Se solicita la posibilidad de prorrogar el plazo de un año por dos años como máximo (doce meses adicionales) | Los PMGD que aún no cuenten con el equipamiento necesario para realizar el monitoreo y control de sus proyectos, deberán cumplir con las nuevas disposiciones establecidas en la presente norma técnica. Para lo anterior, se les otorgará el plazo de un año desde la publicación de la presente norma para implementar el equipamiento requerido y cumplir con dichas exigencias con la posibilidad de extenderlo por un año más. | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 69 |
| 36 | Acciona Energía Chile Holdings S.A. | 10-3 | El DS70/2024, en su artículo tercero transitorio, contiene un plazo para cumplir las exigencias establecidas en el Reglamento de Transferencias de Potencia que podrían ser relacionadas al plazo normado en este artículo observado. Cabe hacer la precisión que, el plazo establecido en la presente Norma Técnica no exime de los cumplimientos a los PMGD que establece el artículo tercero transitorio del DS 70/2024. | Complementar el artículo 10-3 con un inciso final que diga: "Con todo, el plazo establecido en la presente NT no exime del plazo de cumplimiento a los PMGD que establece el artículo tercero transitorio del DS 70/2024." | No se acoge | No se acoge la observación. El sentido de la modificación normativa asociada a los sistemas de monitoreo y control regulados en la presente norma técnica tiene por objeto establecer una comunicación entre la Empresa Distribuidora y el PMGD. Lo planteado por el observante está en el ámbito de los sistemas de información y comunicación necesarios para la coordinación con el Coordinador, lo cual se encuentra establecido en otros instrumentos regulatorios. Por lo tanto, la aplicación de la presente norma técnica no es incompatible con la normativa señalada. |
| 64 | Global Power Generation Chile SpA | 10-3 | Dada la gran cantidad de instalaciones que deben ser modificadas, solicitamos ampliar el plazo para la implementación de equipamientos requeridos para cumplir con las exigencias, a 3 años (36 meses) | Reemplazara el artículo por lo siguiente: Los PMGD que aún no cuenten con el equipamiento necesario para realizar el monitoreo y control de sus proyectos, deberán cumplir con las nuevas disposiciones establecidas en la presente norma técnica. Para lo anterior, se les otorgará el plazo de tres años desde la publicación de la presente norma para implementar el equipamiento requerido y cumplir con dichas exigencias. | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 69 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|----|--|---|---|---|--|---|
| 69 | Gestión de Proyectos Eléctricos S.A. | 10-3 | Los plazos debiesen estar separados en (i) plazo que tengan las Empresas Distribuidoras para publicar los requerimientos técnicos para conectarse a sus centros de control y (ii) la acciones que deba ejecutar el PMGD para cumplir con el este requerimiento. | Las Empresas Distribuidoras tendrán un plazo de 6 meses para publicar y poner a disposición los requerimientos técnicos necesarios para el monitoreo de los PMGD. Los PMGD que aún no cuenten con el equipamiento necesario para realizar el monitoreo y control de sus proyectos, deberán cumplir con las nuevas disposiciones establecidas en la presente norma técnica. Para lo anterior, se le otorgará un plazo de un año desde que la Empresa Distribuidora publique los requerimientos técnicos para el monitoreo de los PMGD. | Se acoge parcialmente | Se ajusta la redacción en el siguiente sentido: "[...]Las Empresas Distribuidoras dispondrán de un plazo de seis meses, contado desde la publicación de la presente norma técnica, para la publicación y comunicación de los requerimientos técnicos necesarios para el monitoreo y control de los PMGD, en conformidad a lo dispuesto en el Artículo 7-8. Los PMGD que, a la fecha de la publicación de dichos requerimientos técnicos, aún no cuenten con el equipamiento necesario para realizar el monitoreo y control de sus proyectos, deberán cumplir con las nuevas disposiciones establecidas en la presente norma técnica. Para lo anterior, se les otorgará el plazo de un año desde la comunicación de la presente norma para implementar el equipamiento requerido y cumplir con dichas exigencias requerimientos técnicos por parte de la Empresa Distribuidora. " |
| 70 | Gestión de Proyectos Eléctricos S.A. | 10-3 | Se debe agregar un plazo para conectar el PMGD a un Centro de Control propio o de tercero | Los PMGD que aún se encuentren operados por Centros de Control, deberán cumplir con las nuevas disposiciones establecidas en la presente norma técnica. Para lo anterior, se le otorgará un plazo de un año desde la publicación de la presente norma para implementar el equipamiento requerido y cumplir con dichas exigencias. | No se acoge | Ver respuesta ID 68 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|--|--|--|---|
| 87 | Compañía General de Electricidad S.A. | 10-3 | <p>Según el Art. 10-3:</p> <p>Se establece un plazo de un año para que los PMGD implementen el equipamiento necesario para monitoreo y control, pero no contempla un régimen transitorio para que las Empresas Distribuidoras realicen los ajustes necesarios en sus sistemas, infraestructura o dotación de personal para aplicar lo dispuesto en la norma técnica.</p> <p>Por otra parte, el artículo no especifica cómo ni en qué plazos los PMGD deben integrarse al sistema de monitoreo y control de la Empresa Distribuidora, lo cual puede generar incertidumbre operativa y dificultar la coordinación técnica.</p> | <p>Se solicita agregar los siguientes párrafos:</p> <p><u>"Se deberá establecer un régimen transitorio para que las Empresas Distribuidoras realicen las adecuaciones necesarias en sus sistemas de monitoreo y control, incluyendo infraestructura, plataformas de comunicación y contratación de personal especializado. Este régimen deberá contemplar plazos definidos y mecanismos de coordinación con los PMGD para asegurar una implementación efectiva y ordenada.</u></p> <p><u>Asimismo, se deberá definir el procedimiento y los plazos para la integración de los PMGD al sistema de monitoreo y control de la Empresa Distribuidora, incluyendo los requisitos técnicos, protocolos de comunicación y validación de interoperabilidad. El Coordinador deberá establecer los lineamientos operativos para dicha integración, asegurando la trazabilidad y compatibilidad de los sistemas."</u></p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 69 |
| 130 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 10-2 | Los plazos de 10 a 20 días para reingresar o actualizar estudios son muy cortos y pueden retrasar la ejecución de proyectos en curso. | Ampliar los plazos transitorios a un mínimo de 60 días, considerando la complejidad de los procesos de actualización de estudios y permisos. | No se acoge | Lo observado no corresponde a la materia que trata el Artículo 10-2 de la presente Norma Técnica. |
| 131 | Asociación Chilena de Energía Solar A.G. | 10-3 | Plazo para implementar monitoreo y control es muy reducido. | Se solicitan 36 meses. | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 69 |

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|---|--|--|----------------------|
| 216 | Empresas Eléctricas A.G. | General | <p>Según el Art- 2-3:</p> <p>El borrador de la norma técnica establece que será responsabilidad de la Superintendencia definir los formatos necesarios para la entrega de información técnica por parte de la Empresa Distribuidora. Sin embargo, dicha norma no contempla plazos específicos para que la SEC disponga estos formatos, lo que genera dificultades para que la Empresa Distribuidora pueda dar cumplimiento oportuno a la normativa vigente.</p> <p>Se solicita mantener el título del artículo transitorio: Actualización del portal de información pública. En este incorporar la obligación por parte de la Superintendencia para entregar los formatos requeridos para que la Empresa Distribuidora publique su Información Técnica.</p> | <p>Se sugiere no eliminar el Artículo 10-5 Actualización del Portal de Información Pública, y dejar texto como:</p> <p>La completitud de la información deberá estar disponible en las respectivas plataformas de la Empresa Distribuidora en un plazo no superior a cuatro meses de publicada la presente NT. <u>Al respecto, la Superintendencia deberá proporcionar a la Empresa Distribuidora los formatos requeridos en un plazo de 20 días hábiles una vez publicada la norma técnica.</u></p> | No se acoge | Ver respuesta ID 135 |
| 276 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 10-3 | <p>El artículo 3-40 hace referencia a la entrega de un convenio de operación que debe ir acompañado en la ICC.</p> <p>Sin embargo, para proyectos conectado o en operación se debe verificar si los protocolos de operación cumplen con las exigencias de la nueva normativa, por lo que dentro del mismo plazo, se deberán actualizar o formalizar los nuevos convenios de operación.</p> <p>Para lo anterior, se solicita incluir en los transitorios, dentro del mismo plazo establecido para incorporar los nuevos equipamientos, la obligación de formalizar los nuevos convenios.</p> | <p>Se solicita incluir el siguiente párrafo posterior al primer inciso:</p> <p><u>"Dentro del mismo periodo, en caso de que exista un protocolo de operación previamente definido, este podrá ser utilizado como Convenio de Operación, siempre que incluya todos los elementos exigidos en el artículo 3-40. En caso contrario, se deberán actualizar en conformidad a la normativa vigente"</u></p> | Se acoge parcialmente | Ver respuesta ID 201 |



| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|--|---|---|---|--|---------------------|
| 329 | Colbún S.A | 10-3 | Si bien este artículo transitorio, establece el plazo de un año para la implementación de los sistemas de control y monitoreo, se propone incorporar la posibilidad de que, ante impedimentos justificados y ajenos al propietario u operador, se pueda solicitar una extensión de plazo para la implementación del equipamiento, cuya duración no sea superior a seis meses y cuya evaluación y otorgamiento recaiga en el Coordinador Eléctrico Nacional. | Se propone agregar un inciso final al artículo que establezca lo siguiente: " <i>Ante impedimentos justificados y ajenos a la responsabilidad del propietario u operador del PMGD, se podrá solicitar una extensión de plazo para la implementación del equipamiento, cuya duración no podrá exceder de seis meses y cuya evaluación y otorgamiento corresponderá al Coordinador Eléctrico Nacional</i> " | No se acoge | Ver respuesta ID 69 |



Observaciones Generales

| Id | Identificación de la Institución o Empresa | Artículo (no modificar lista desplegable) | Observación Justificada | Propuesta de texto | Se acoge/ No se acoge/ Se acoge parcialmente | Respuesta CNE |
|-----|---|---|---|---|--|-------------------------------|
| 233 | Transec S.A. | General | <p>La versión actual de la Norma Técnica no considera que la operación de PMGD puede generar un impacto en el sistema de transmisión, no solamente en instalaciones de transmisión zonales, sino que también en instalaciones de transmisión dedicadas. Se considera relevante, por tanto, explicitar en el documento:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Que el ICC y otros documentos o antecedentes que los propietarios u operadores de PMGD puedan ingresar a la solicitud que deben presentar a la empresa distribuidora, deben evaluar si se generan limitaciones en su capacidad de inyección por congestiones en instalaciones de transmisión dedicadas. - Que la Distribuidora debe que enviar una copia del ICC al propietario y operador de las instalaciones de transmisión dedicadas, en caso de que estas se puedan ver afectadas por congestiones como consecuencia de la conexión de PMGD. <p>, entre otros.</p> | Se solicita modificar la Norma Técnica de Coordinación y Operación de PMGD, incorporando la expresión "y dedicado" o "y dedicada", según corresponda, a continuación de la palabra "zonal" al hablar de instalaciones de transmisión. | No se acoge | Ver respuesta ID 187 e ID 189 |
| 258 | Grupo Sociedad Austral de Electricidad S.A. | General | Se solicita evaluar a la Comisión Nacional de Energía, el precisar en esta Norma Técnica que las disposiciones establecidas son de aplicación para todas las instalaciones de Transmisión, ya que en diversos artículos se indica "Transmisión Zonal", siendo que podrían darse casos donde evaluaciones se deban realizar tanto a instalaciones Zonales, Dedicadas y Nacionales. Por lo anterior, se busca que sea únicamente "Transmisión", abarcando el total de instalaciones afectadas independiente de su calificación y evitar confusiones de aplicación. | Reemplazar Transmisión Zonal por <u>Transmisión</u> . | No se acoge | Ver respuesta ID 187 e ID 189 |