

## Acta Octava Sesión

### Comité Consultivo Especial del Procedimiento Normativo de Modificación NT de Seguridad y Calidad de Servicio

#### 1. Antecedentes Generales:

Se deja constancia que la sesión está siendo grabada.

Los antecedentes generales respecto de la realización de la octava sesión del Comité Consultivo Especial del Procedimiento Normativo de Modificación NT de Seguridad y Calidad de Servicios (en adelante, “Comité”) son los siguientes:

Fecha:	17 de abril de 2025
Hora de Inicio:	10:00
Hora de Término:	13:37
Lugar:	Presencial en dependencias de la Comisión Nacional de Energía.

#### 2. Participantes

Los participantes de la primera sesión del Comité fueron los siguientes:

N°	Nombre	Empresa/Institución	Asistencia
1	Claudio Castillo	Comisión Nacional de Energía	Si
2	Ariel Reyes	Comisión Nacional de Energía	Si
3	María José Zavala	Comisión Nacional de Energía	Si
4	Guillermo Guzmán Dinamarca	Ministerio de Energía	Si
5	Ana María Ruz	Ministerio de Economía, Fomento y Turismo	Si
6	Mauricio Dinamarca	Coordinador Eléctrico Nacional	Si
7	Gretchen Zbinden	Coordinador Eléctrico Nacional	Virtual
8	Jaime Misraji	Coordinador Eléctrico Nacional	Virtual
9	Cristian Herrera	ACERA (experto técnico)	Si
10	Dario Morales	ACESOL (experto técnico)	Virtual
11	Goran Nakik	Colbún S.A.	Si
12	Carlos Mendoza	Acciona	No
13	Susana Corrales	RWE Renewables Chile SpA	Si
14	María José Reveco	Transelec S.A.	Si
15	Daniella Bustos	Compañía Trasmisora La Cabada	Si
16	Jaime Pérez	Huawei (Chile) S.A.	Si

17	Rodrigo Saavedra	Enel	Virtual
18	Nelson Rodriguez	Sonedix	No
19	Carolina Hernández	Tamakaya	Si
20	Jack Nahmias	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	No
21	Diana Bahamondes	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	Si
22	Verónica Cortez	Collahuasi	Si

Asistieron los siguientes invitados:

N°	Nombre	Empresa/ institución
1	Felix Canales	Comisión Nacional de Energía
2	Hugo Morales	Comisión Nacional de Energía
3	Felipe Escobar	Acciona
4	Alex Cerda	Ministerio de Energía
5	Andrés Opazo	ENC Energy
6	Jorge Moreno	Inodú
7	Eduardo Saavedra	Huawei
8	Fernando Zurita	SMA
9	Daniel Salazar	EnergiE
10	Daniela González	EnergieE
11	Christian Scholz	EnergieE
12	Patricio Lagos	Coordinador Eléctrico Nacional
13	Victor Velar	Coordinador Eléctrico Nacional
14	Alan Álvarez	Aes Andes
15	Paola Hartung	Aes Andes
16	David Perrone	Estudios Eléctricos
17	Jorge Herrera	Estudios Eléctricos
18	Hero Morales	Collahuasi

### 3. Desarrollo de la sesión

Los temas tratados en la sesión fueron los siguientes:

#### 1) Indicaciones generales

Claudio Castillo da la bienvenida en su calidad de Presidente del Comité. Lugo, indica que se ha modificado la resolución que designó a los integrantes del Comité, a efecto de dejar sin efecto la designación del Sr. Fernando Mondaca Pizarro, y del Sr. Hugo Morales como integrantes del Comité Consultivo, por haber dejado de ser parte de la CNE y de Aes Andes S.A. respectivamente, y a efecto de designar al Sr. Ariel Reyes Sanhueza en reemplazo de Fernando Mondaca Pizarro, como representante titular de la Comisión Nacional de Energía en el Comité, por lo que se procede a dejar constancia en la presente acta.

## 2) Temas de Presentación

N°	Nombre	Empresa/institución	Tema	Duración
1	Daniela González/Daniel Salazar	Tamakaya/EnergiE	Propuesta de modificación NTSyCS	30 minutos
2	David Perrone	La Cebada Transmisión/Estudios Eléctricos	Estudios sistemáticos Grid Forming	30 minutos
3	Verónica Cortez/Jorge Moreno	Collahuasi/Inodú	Armonización de normas técnicas en base a nuevos requerimientos sistémico	30 minutos

## 3) Presentaciones:

### i. **Presentación realizada por EnergiE: Transmisión Dedicada: No Degradación**

Comienza la presentación con unas palabras de Daniel Salazar, y luego expone Daniela González y Cristian Scholz. La presentación realizada se adjunta y forma parte integrante de la presente acta.

Como introducción indican que el marco regulatorio vigente para los activos de transmisión de servicio público (Nacional y Zonal), a través de sus procesos regulares (Calificación de Instalaciones, Plan de Expansión, entre otros) puede ir alterando la funcionalidad o diseño original para el cual fueron concebidos ciertos activos de transmisión dedicada y, en definitiva, incorporando riesgos y vulnerabilidades hacia la operación y consumos críticos de éstas instalaciones.

En este sentido, indican que la LGSE estableció como contrapartida a la posibilidad de intervenir instalaciones dedicadas a través de obras de expansión la obligación de no degradar el desempeño de las instalaciones intervenidas (artículo 87), el que se especifica en el artículo 95 del DS 37.

Sin perjuicio de lo anterior, indican que se ha identificado en la regulación que **existen espacios de mejora** para cautelar más eficazmente el cumplimiento de la obligación de **no degradación de los sistemas dedicados intervenidos** por obras de los planes de expansión.

Luego, indican un ejemplo (S/E Liquecau) de cambio de calificación desde un sistema dedicado a zonal.

En cuanto a las alternativas de cambios regulatorios, indican que se identificaron varias propuestas que buscan conservar los estándares de diseño y construcción de sistemas de transmisión dedicados que son recalificados como nacionales o zonales. Estas propuestas abarcan modificaciones que pueden ser introducidas en distintos cuerpos reglamentarios, tales como el DS 37, y que tienen como objetivo disminuir las asimetrías de información entre el propietario y la autoridad, respecto de los objetivos de la planificación, los costos involucrados, las alternativas evaluadas; compatibilizar la prohibición de degradar el desempeño de las instalaciones dedicadas intervenidas por planes de expansión y el régimen de acceso abierto; y resguardar el estándar operacional de las instalaciones dedicadas recalificadas.

Por otra parte, se proponen realizar modificaciones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio:

1. Propuesta para mantener el estándar de las instalaciones dedicadas recalificadas como nacionales o zonales:
  - El mecanismo principal para establecer los criterios de diseño de las instalaciones de transmisión del SEN, y procurar que éstas cumplan con los objetivos de seguridad y calidad de servicio de la NTSyCS, es el anexo técnico “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión” de la NTSyCS.
  - El anexo indicado exige la preservación del desempeño de las instalaciones de transmisión dedicadas cuando éstas son intervenidas, pero pierde aplicación si éstas son recalificadas como nacionales o zonales.
  - Se propone incorporar, en el artículo 8 de dicho anexo técnico, un numeral final nuevo: “Asimismo, la conexión de nuevas instalaciones a instalaciones existentes pertenecientes al STN o STZ, cuya calificación como STD hubiera cambiado como resultado de su intervención por obras de expansión, no podrán degradar el estándar constructivo de la instalación existente a la cual se conectan, ni degradar el desempeño de las mismas.”
2. Propuesta para resguardar el estándar operacional de las instalaciones dedicadas recalificadas como nacionales o zonales:
  - La legislación, reglamentos y normativas vigentes, no exigen transparentar los estándares operacionales de las instalaciones dedicadas existentes o futuras, por lo que hay una barrera natural en la simetría de información para el resguardo de los mismos, al momento de potenciales cambios de calificación. Asimismo, tampoco existe ninguna obligación normativa para cumplir estos estándares.
  - Para esto, se propone incorporar en el artículo 16 del anexo técnico “Información Técnica De Instalaciones y Equipamiento” de la NTSyCS, un numeral final nuevo referente a las exigencias para líneas de transmisión,

- con el objetivo de agregar un nuevo anexo que detalle los “Estándares operacionales de las instalaciones”.
- Además, se propone incorporar en el artículo 19 del mismo anexo técnico, referente a las exigencias para subestaciones un numeral final nuevo, con el objetivo de agregar un nuevo anexo que detalle los “Estándares operacionales de las instalaciones”
3. Propuesta para resguardar el estándar operacional de las instalaciones dedicadas recalificadas como nacionales o zonales:
- Se propone incorporar en el artículo 2-3 de la NTSyCS una letra final nueva: “Resguardar los estándares operacionales de las instalaciones existentes pertenecientes al STN o STZ, cuya calificación como STD hubiera cambiado como resultado de su intervención por obras de expansión, a través de la programación y operación del SEN, cuando estos hayan sido debidamente informados a través de los mecanismos dispuestos para ello.”

Finalmente, como conclusiones indican que, para los efectos del cambio de calificación de instalaciones de transmisión dedicada a servicio público tras el ingreso de obras de expansión propenden riesgos por la inevitable degradación del desempeño de éstas.

Por otro lado, indican que a pesar de lo indicado en el artículo 87 de la LGSE, no existen mecanismos efectivos para garantizar que las instalaciones no se deterioren por nuevas obras o conexiones de terceros, ya que el régimen de acceso abierto no considera la capacidad ni los estándares de diseño originales. Además, tras la recalificación, las instalaciones son operadas como de servicio público, sin asegurar los objetivos iniciales del propietario. Destacan que, no se debiese generar una nueva obra para recuperar el estándar previo.

A propósito de lo indicado anteriormente, proponen las siguientes modificaciones normativas:

- Modificar el anexo técnico “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión” de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, exigiendo que **la conexión de nuevas instalaciones mantenga estándares constructivos** y evitar degradación al intervenir instalaciones recalificadas.
- Modificar la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y el anexo técnico “Información Técnica De Instalaciones y Equipamiento”, incorporando el requerimiento de la debida entrega de **antecedentes que detallen los estándares operacionales de las instalaciones recalificadas**, así como obligaciones al Coordinador, para que éste pueda programar y operar el SEN preservando el cumplimiento de estos.

Finalizada la exposición, se da el espacio para que los miembros del Comité realicen consultas a los consultores, abriéndose el debate.

ii. **Presentación realizada por Estudios Eléctricos: Análisis Fortaleza de Red 2032 y Medidas de Mitigación**

Expone David Perrone y Jorge Herrera, y la presentación realizada se adjunta y forma parte integrante de la presente acta.

Como contextualización, indica que Chile se encuentra actualmente en una posición avanzada, situándose a la vanguardia mundial en cuanto a los desafíos operacionales asociados a una baja participación de generación síncrona tradicional y una alta penetración de energía renovable.

Ahora bien, se indica que, en instancias anteriores, las mejoras en regulación chilena se apoyaron en la experiencia internacional. Hoy, el país se enfrenta a desafíos para los cuales aún no hay respuestas estandarizadas y probadas a nivel global y, por lo tanto, es clave construir criterios propios basados en análisis locales.

Desde la concepción de los sistemas eléctricos de potencia, las fuentes de fortaleza —como la inercia y la potencia de cortocircuito— eran provistas de manera intrínseca por unidades síncronas convencionales. El reemplazo progresivo de éstas por centrales basadas en tecnología con inversores (IBR) ha generado condiciones de escasez de dichas propiedades, que previamente no era una variable de relevancia.

En este contexto, se están llevando a cabo **estudios sistémicos** sobre la operación futura del SEN, combinando análisis generales con un enfoque particular en la tecnología GFM (Grid Forming), que pretende apalear este tema.

Luego, indica el marco del estudio en desarrollo, partiendo de una - proyección en base a corridas económicas sin restricciones técnicas duras. Luego, realizar análisis estáticos, análisis dinámicos RMS y análisis dinámicos EMT.

Se plantean cuatro hipótesis de trabajo para resolver el problema: - despacho térmico forzado; - compensadores sincrónicos adicionales; - implementación de tecnología Grid – Forming.

Destacan que están cerrando los estudios estáticos y empezando los análisis dinámicos, por lo que, se van a exponer resultados parciales, pero que dan interesantes luces para colaborar en esta discusión.

Luego expone Jorge Herrera, quien señala resultados parciales del análisis de fortaleza, con un horizonte al año 2032. Mostrando una tabla al respecto.

Luego, muestra los escenarios económicos, indicando los escenarios seleccionados, mostrando graficas, y después de realizar los escenarios económicos, expone sobre los escenarios bases para cada condición (verano, invierno/ diurno, nocturno, etc).

A continuación, expone acerca del análisis específico de fortaleza, para ello, expone acerca de la metodología: dos métricas; Razón Efectiva de Cortocircuito (ESCR o RECC), indicando que a efecto de la planificación de la red se considera la necesidad de alcanzar una relación de cortocircuito en barras de alta tensión.

Bien, luego expone los resultados del análisis de fortaleza a partir de los niveles de ESCR y RECC, mostrando graficas al respecto a los escenarios de estudio.

Posteriormente, indica las medidas de mitigación: 1) Despacho término forzado y gestión ERV; 2) Incorporación de condensadores sincrónicos; 3) Uso de tecnología Grid-Forming; 4) Uso de tecnología Grid Forming + Hibridación DC.

Finalmente, señalan reflexiones finales:

Métricas – Aspectos sistémicos:

- El cálculo de ESCR -Effective Short Circuit Ratio- se adopta en base a estudios propios del Coordinador Eléctrico Nacional y las referencias internacionales, no existiendo regulación específica a nivel de Norma Técnica.
- La definición del RECC (para sistemas HVDC) no resulta suficiente ya que no captura los mismos conceptos ni responde a los mismos fenómenos que pretenden ser capturados mediante el indicador ESCR.
  - Una métrica es un valor simplificado basado en una hipótesis de simplificación, que pretende con un indicador resumir un amplio conjunto de fenómenos, en este caso a lo que hace a la estabilidad de operación de un IBR contra la red.
- El presente análisis sólo mitiga riesgos de fortaleza de red de rango ESCR 1,5 - 3,0. Se podría propender a un SCR más seguro. El umbral de ESCR establecido debe ser comprendido como un valor orientativo más que como una frontera rígida.
- La definición, evaluación y uso de una métrica no reemplaza a la necesidad de desarrollar estudios detallados RMS y EMT para evaluar específicamente el funcionamiento del sistema y todos sus componentes.
- Chile, al encontrarse a la vanguardia en la integración masiva de energías renovables, enfrenta desafíos que pueden no resolverse con criterios estáticos tomados de otras jurisdicciones. La adopción de umbrales de fortaleza de red debe ir acompañada de estudios detallados que reflejen la complejidad topológica, la

heterogeneidad de tecnologías y las interacciones dinámicas reales del sistema de forma previa a avanzar en definiciones normativas.

- Existen otros indicadores, de igual relevancia (v.g. Inercia mínima, ROCOF) que también deberían ser parte del conjunto de métricas mínimas a sumar para validar la suficiente robustez del SEN.

Desempeño individual – Grid Forming:

- El documento “Requisitos técnicos mínimos para recursos basados en inversores Grid-Forming” del CEN, al igual que otros documentos en el marco regulatorio mundial, son una buena guía referencial para iniciar la discusión y apuntan a capacidades básicas “core capabilities”.
- La guía abarca ampliamente los aspectos cualitativos de interés para la especificación de equipos del tipo GFM, dejando indefiniciones relevantes para determinar las capacidades técnicas que serán requeridas. Indicando algunos ejemplos.

Requerimientos GFM – Aplicación gradual:

- La transición debe mantener y/o mejorar los estándares de calidad de operación del sistema.
- Alguno de los estándares para asegurar la operación del sistema puede que incluso todavía no estén correctamente identificados en la NTSyCS porque hasta el momento no representaban condiciones de escases.
- No existe ningún sistema eléctrico del tamaño del SEN que haya implementado masivamente GFM.
- El Sistema Eléctrico es una infraestructura compleja, interconectada y altamente sincronizada. La aplicación de una nueva tecnología, cualquiera sea, debe hacerse de forma paulatina, apoyándose sobre las soluciones y condiciones probadas.
- El desarrollo de estudios cada vez más especializados (v.g. EMT), va a permitir acelerar ese proceso, pero no debe descuidarse que los mismos se basan en modelos, supuestos y condiciones específicas. El sistema real siempre es más amplio y complejo.

Luego, indica el estado del estudio, y los pasos a seguir:

- Análisis sistémicos de transitorios electromecánicos tradicionales (RMS) con modelos de fabricante montados sobre el Sistema Eléctrico Nacional completo en su Base de Datos PF DIgSILENT: orientados a validar cálculos iniciales, determinar montos de inercia y reservas para el control de frecuencia, aplicación de GFM sobre el sistema completo.
- Análisis de transitorios electromagnéticos (EMT) sobre redes simplificadas representativas del SEN y aplicando modelos específicos de fabricante en formato



PSCAD: orientados a validar resultados en el marco temporal de acción y control de esta tecnología.

- A partir de este estudio técnico se pretende, transitar hacia el desarrollo y cuantificación de soluciones, a fin de identificar en cada paso, aspectos regulatorios o indefiniciones actuales, para proponer supuestos y sobre estos obtener unos primeros resultados específicamente obtenidos sobre simulaciones en el Sistema Eléctrico Nacional de Chile.
- Posteriormente deberán realizarse análisis de impacto regulatorio que evalúe adecuadamente cuáles son los mecanismos-o medidas de mitigación- más costo-eficiente para lograr la fortaleza de red objetivo que defina la normativa

Finalizada la exposición, se da el espacio para que los miembros del Comité realicen consultas a los consultores, abriéndose el debate.

iii. **Presentación realizada por Inodú: Armonización de normas técnicas en base a nuevos requerimientos sistémicos**

Expone Jorge Moreno, cuya presentación se adjunta y forma parte integrante de la presente acta.

Se indica que el sistema eléctrico cambia más rápido que nuestra capacidad para definir y gestionar nuevos requerimientos. Estos cambios crean nuevos modos de falla.

Luego, señala que blackout 25F refuerza la importancia de la confiabilidad, seguridad y suficiencia en un sistema con una de las mayores integraciones de energía eólica y solar del mundo. Además, indica que hay eventos posteriores al 25 F, lo que evidencia las vulnerabilidades emergentes en el sistema, exponiendo unos gráficos al respecto.

En este sentido, indica que las fallas recientes permiten analizar con una perspectiva distinta las normas técnicas vigentes, los desafíos de armonización entre ellas y las necesidades de verificar de manera eficaz el cumplimiento de sus requerimientos.

Indica que, desde el punto de vista de la frecuencia, el diseño de un sistema robusto ante contingencias simples y extremas implica balancear cinco aspectos:

1. Capacidad en centrales de distinta naturaleza de soportar variaciones de frecuencia.
2. Inercia disponible en el sistema.
3. Capacidad de control de frecuencia asociada a los recursos técnicos disponibles.
4. Rango de acción de automatismo (en frecuencia y en MW).
5. Confiabilidad y riesgo de operación indebida de sistemas de generación y automatismos.

Expone sobre la dinámica actual de control de frecuencia, y sobre la capacidad de soportar variaciones de frecuencia de distintas fuentes de generación.

Luego, señala que el crecimiento de la generación detrás del medidor en instalaciones en MT y BT comienza a crear una nueva condición de riesgo emergente en el sistema, y los desafíos emergentes asociados al control de tensión y la capacidad de soportar variaciones de tensión ante contingencias en centrales de distinta naturaleza.

Indican que han identificado 11 desafíos asociados a la armonización de normas técnicas, los cuales muestra en su presentación.

Luego de la exposición, se da el espacio para que los miembros del Comité realicen consultas a los consultores, abriéndose el debate.

#### 4) Calendario de sesiones:

### Calendario de Sesiones

1ª sesión	Jun	27 Junio 2024
2ª sesión	Jul	25 Julio 2024
3ª sesión	Ago	22 Agosto 2024
4ª sesión	Sep	26 Septiembre 2024
5ª sesión	Oct	24 Octubre 2024
6ª sesión	Nov	21 Noviembre 2024
7ª sesión	Dic	19 Diciembre 2024
	Ene	Pausa Comité
	Feb	Pausa Comité
	Mar	Pausa Comité
8ª sesión	Abr	17 Abril 2025
9ª sesión	May	29 Mayo 2025
10ª sesión	Jun	19 Junio 2025
11ª sesión	Jul	24 Julio 2025

✓ **Octava sesión:** Se brindará a los miembros del Comité la oportunidad de realizar presentaciones que respalden o aporten nuevas perspectivas relacionadas con los temas discutidos hasta la séptima sesión del Comité Consultivo.

✓ **Novena sesión:** Se discutirá sobre el impacto en la confiabilidad de las instalaciones existentes ante la conexión de nuevas obras, por ejemplo, criterio N-1 en transmisión zonal, compensación reactiva propia.

✓ **Décima sesión:** Se discutirá los lineamientos del uso de automatismos en la transmisión. Por otro lado, se discutirá sobre los sistemas de detección y extinción de incendios en los sistemas de almacenamiento de energía.

✓ **Onceava sesión:** Se discutirá sobre los límites entre requisitos sistémicos y Servicios Complementarios, así como los criterios de la prestación de los esquemas de desconexión y reducción.

✓ **Doceava sesión:** Por definir de ser necesario.

Termina la sesión del Comité a las 13:37 hrs.