

Acta Undécima Sesión

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

1. Antecedentes Generales:

Se deja constancia de que la sesión está siendo grabada.

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

Fecha:	24 de julio de 2025
Hora de Inicio:	10:00
Hora de Término:	12:40
Lugar:	Mixta: presencial en dependencias de la Comisión Nacional de Energía y remota vía Teams.

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

17	Sebastián Díaz	Huawei (Chile) S.A.	Virtual
18	Rodrigo Saavedra	Enel	Sí
19	Nelson Rodríguez	Sonedix	No
20	Carolina Hernández	Tamakaya	Sí
21	Jack Nahmias	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	No
22	Diana Bahamondes	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	Sí
23	Verónica Cortez	Collahuasi	Sí
24	Felipe Escobar	Acciona Energía Chile Holdings S.A.	No

Asistieron los siguientes invitados:

N°	Nombre	Empresa/ institución
1	Hugo Morales	Comisión Nacional de Energía (P)
2	Ricardo Henríquez	Colbún S.A. (P)
3	Paola Hartung	Compañía Transmisora La Cebada (P)
4	Eduardo Zamora	Transelec S.A. (P)
5	Andrés Opazo	ENC Energy (P)
6	Alexander Cerda	Ministerio de Energía (P)
7	Ricardo Edwards	Comisión Nacional de Energía (P)

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. Luego indica que, ante la ausencia de María José Zavala, oficiará Ricardo Edwards como secretario de actas, de lo que se deja constancia en la presente acta.

El Presidente abordó el calendario de sesiones del Comité, señalando que en la presente sesión se discutirá sobre los SSCC en el marco de la NTSyCS y las exigencias adicionales a los SAE y los CRCA.

2) 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
	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
12ª sesión		28 Agosto 2025

- ✓ **Undécima 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. Se discutirá sobre los sistemas de detección y extinción de incendios en los sistemas de almacenamiento de energía.
- ✓ **Duodécima sesión:** Se propone una última sesión para el 28 de agosto de 2025, en el cual, se les dará la posibilidad a los miembros del Comité Consultivo de presentar una propuesta de modificación de la NTSyCS y sus Anexos Técnicos. Se solicita que sean temas acotados con propuesta de articulado, se deberán enviar las presentaciones con al menos 10 días corridos de anticipación y la duración de cada presentación será de 20 minutos.



3) Cronograma procedimiento normativo actual

Cronograma Procedimiento Normativo actual



Se adelantaron ciertos temas relacionados con lo que sería la discusión de la NT y su texto definitivo, planteándose: **a)** la conveniencia de tener estándares definidos cuando se publique la NT, o alguna especie de criterios por norma hasta que llegue el estudio del Coordinador; **b)** ampliar el horizonte del estudio según las observaciones que surjan para contemplar ciertos

temas que pudiera ser relevante abordar con antelación, de manera de no solo contemplar evento cercanos sino también aquellos relevante en el mediano y largo plazo, **c)** los posibles cambios que será necesario hacer a los anexos de la NT fruto del cambio de la NT.

En relación con lo anterior, el Coordinador señaló que, previo al primer estudio de robustez del Sistema Eléctrico Nacional, se requiere contar con una base de datos consolidada para su modelo EMT. En este contexto, el Coordinador indicó que están preparando una propuesta de artículo transitorio que permita realizar la evaluación de robustez utilizando un estudio electromecánico.

4) Temas de Presentación

Específicamente, de acuerdo con la presentación elaborada por la Comisión, los temas de la presente sesión son los siguientes: el alcance de los SSCC en la NTSyCS, requisitos mínimos de la NTSyCS versus SSCC, sistemas de detección y extinción de incendios en BESS e hibridación de centrales renovables con capacidad de almacenamiento.

5) Discusión de los Temas

Se procede a tratar los temas que aborda la presentación elaborada por la Comisión para la presente sesión, para efectos de su discusión por parte del Comité.

(i) El alcance de los SSCC en la NTSyCS:

Se señaló que el alcance de los SSCC en la NTSyCS distingue diferentes niveles de contingencia para determinar los recursos necesarios para una operación segura del sistema, siendo estos:

- a) Contingencia simple: Falla o desconexión intempestiva de un elemento del Sistema, que puede ser controlada con los Recursos Generales de Control de Contingencia. Se entiende que puede ser controlada cuando no se propaga a otras instalaciones del Sistema.
- b) Contingencia crítica: Falla o desconexión intempestiva de una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Parcial.
- c) Contingencia extrema: Falla de baja probabilidad que afecta a una o más instalaciones del SEN y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencia, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un apagón Total.

Se indicaron los recursos generales de control de contingencias (inercia, reservas de control de frecuencia, reserva de potencia reactiva, control de tensión, estabilizadores de sistemas de potencia, EDAC, EDAG y ERAG) y recursos adicionales de control de contingencias (definidos en el plan de defensa contra contingencias para contingencias críticas y extremas).

Se identificaron 3 elementos que la NTSyCS puede definir en cuanto a establecer:

- a) Exigencias de diseño: como, por ejemplo, la capacidad de prestar CPF y exigencias para prestar CSF.
- b) Estándares de SyCS: como lo son, los umbrales de tensión para distintos estados del sistema y tipos de contingencias o fallas que pueden ocupar recursos de control de contingencia.
- c) Definición de tipos de falla: se indica que las severidad fijadas en la NTSyCS impactan en los estudios de SSCC.

Sobre esto último se discutió la posibilidad de sancionar a los generadores que incumplen con las exigencias de la NTSyCS, dándose cuenta de las limitaciones que tiene la CNE al respecto, toda vez que aquello se establece por vía legislativa y no en norma técnica.

(ii) Requisitos mínimos de la NTSyCS versus SSCC:

Se indicó que se incluyen nuevas definiciones de robustez y fortaleza, para un concepto más integral de lo que se entiende por Seguridad y Calidad de Servicio. Asimismo, se introducen ajustes en las exigencias mínimas de diseño.

Dado lo anterior, se hace necesario ajustar los mecanismos de SSCC para incentivar la entrega de atributos de manera eficiente, que aporten a la operación segura del sistema. En esto último se podrá trabajar con la resolución de SSCC, la que permite modificar la definición de categorías y subcategorías, incluyendo nuevos servicios o ajustando los ya existentes.

Ya que la inercia será una variable relevante en la operación del sistema, se evalúan mecanismos para valorizar su aporte y que permitan, por ejemplo, reconocer tecnologías capaces entregar inercia sintética. Así, se buscará dar señales de mercado de escasez de la inercia y se evaluarán mecanismos de precios máximos al respecto.

Se hizo presente que el mecanismo propuesto debe ser cuidadosamente evaluado y estudiado, toda vez que puede redundar en un aumento de costos significativo. Se hizo presente también la importancia de evaluar todos los métodos (ya sea subasta, licitación, contratación directa u otro) que haya disponibles para la provisión de inercia/control de frecuencia en los modos en que sea necesario (rápida, ultrarrápida u otro).

(iii) Sistemas de detección y extinción de incendios en BESS:

En el marco de exigencias adicionales a los SAE, se hace presente que en Chile no existe una regulación para los sistemas de detección y extinción de incendios para los SAE en sistemas eléctricos de potencia. Los BESS deben poseer una capacidad robusta de detección y extinción de incendios, dado que este siniestro puede resultar en daños relevantes a las personas, estructurales y ambientales. Así, los sistemas antiincendios se convierten en un aspecto relevante a regular, siendo posible de normar mediante la NTSyCS.

Se observan distintas categorías dependiendo del origen del siniestro, estando aquellos originados en el equipo (eléctricos, inherentes en baterías de ion-litio y fuga térmica) y aquellos originados en las cercanías del equipo y externos a él.

En consecuencia, la NTSyCS debiera definir un estándar mínimo o referenciar alguna norma técnica internacional bajo cuatro pilares: medidas de seguridad adicionales, evitación de propagación de incendio, supresión/extinción de incendios y detección temprana.

Se hizo presente que esta clase de incendios presenta particular dificultad en su manejo y peligrosidad en su impacto para las personas y el medioambiente. Por esta misma razón, los mecanismos de prevención y contención de estos incendios son especialmente costosos.

Se planteó la conveniencia de hacer referencia a alguna norma internacional para la definición de los estándares de seguridad de la BESS, la que debería incluir a todos los BESS y no sólo a los de servicio público, para que complementa al correspondiente RPTD de la Superintendencia de Electricidad y Combustible, ya que este último es más genérico.

Se menciona que las normas internacionales más empleadas en la industria son la NFPA 855 y la UL 9540.

Se menciona sobre la posibilidad de normar el uso de sistemas de protección especializados para la detección y extinción de arcos eléctricos en corriente continua (DC), refiriéndose a el enlace DC que poseen los sistemas de almacenamiento de energía.

(iv) Hibridación de centrales renovables con capacidad de almacenamiento:

Se indicó que las exigencias asociadas a las centrales híbridas se podrán realizar para la central en su conjunto o específicamente para su componente de generación y de almacenamiento. En la normativa vigente de Coordinación y Operación, las exigencias son realizadas de forma individual a las componentes de las CRCA, dadas las complejidades técnicas para la programación de la operación si se considera la instalación en su conjunto. Se hace presente que las exigencias mínimas en términos de SyCS no han sido determinadas en la normativa vigente.

Una diferencia clave en la hibridación de una CRCA es su el modo de operación de cada una de sus componentes, siendo relevante que, las componente de generación y almacenamiento

podrían operar de manera independiente si corresponde a una hibridación AC. Al operar de manera independiente, la componente de generación podría prestar servicios GFM operando de una manera subóptima, al igual que su componente de almacenamiento, si esta cuenta con energía almacenada.

Se señala los beneficios de la hibridación AC, tales como la posibilidad de operar tanto la central en su conjunto como sus componentes en forma individual, dando mayor flexibilidad. Asimismo, permite conseguir la potencia máxima de la instalación en su conjunto y posibilita un mantenimiento más modular.

Comparando la hibridación AC versus la DC, se aprecian en la primera exigencias específicas para cada componente, potencia máxima en conjunto y esquemas de medida en AC. En tanto, en la segunda se observa disminución en las interacciones de control menores costos de implementación, eficiencia en uso del espacio y esquemas de medida en DC con ajuste a AC.

Finalmente, respecto de las instalaciones existentes se plantea si debiese medirse su cumplimiento de los requisitos técnicos en su conjunto o de manera separada por componente. En cuanto a los proyectos entrantes, se propone la definición de un articulado transitorio sobre puesta en servicio en base al tipo de hibridación. Sobre los nuevos proyectos, se plantea definir un estándar, contemplando una solución única de hibridación.

Por último, el Presidente señaló que, habiéndose tratado los temas más relevantes, procedía cerrar la sesión.

Termina la sesión del Comité a las 12:40 hrs.

El detalle de la sesión se encuentra en la presentación elaborada por la Comisión al efecto, las que estará disponible públicamente.