

Observaciones y/o Comentarios - Informe de Servicios Complementarios 2023 versión septiembre

Las observaciones recibidas en los plazos definidos corresponden a las siguientes:

- **Anglo American Sur S.A.:** recibida mediante carta GAC/0038-22. Ingreso DE05071-22.
- **Transelec S.A.:** recibida mediante carta RI - N°000171-22. Ingreso DE05065-22.
- **Enel Generación Chile:** recibida mediante carta GC-0470-22. Ingreso DE05062-22.
- **Engie Energía Chile S.A, Inversiones Hornitos, Central Térmica Andina:** recibida mediante carta N°236/2022. Ingreso DE05061-22.
- **Tamakaya Energía SpA:** recibida mediante carta TMKYA-20221017-094. Ingreso DE05056-22
- **Cóndor Energía SpA:** recibida mediante mail de fecha 17/10/2022 y carta CG410-2022 de fecha 18/10/2022. Ingreso DE05080-22.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
1	Anglo American	4	4.1.5	Cargas interrumpibles. Se solicita especificar que en el caso de clientes libres en distribución, éstos no sólo cuenten con el equipamiento de medida apropiado, sino que se exija que deberán garantizar que no se vean afectados otros clientes libres o regulados por la operación de la carga interrumpible. Asimismo, que deberán coordinarse con la empresa distribuidora respectiva para la provisión del servicio.	En las Bases de Licitación se especificarán las condiciones técnicas y operativas que deberán cumplir los oferentes.
2				<u>Cargas interrumpibles.</u> El tercer párrafo señala expresamente que: <i>"En los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas en el Estudio de Seguridad de Abastecimiento para el periodo agosto 2022 a julio 2023, publicado en agosto de 2022, se indicó la existencia de escenarios con un posible déficit de suministro de energía en el</i>	Los escenarios contenidos en el Estudio de Seguridad de Abastecimiento justifican la no necesidad de Cargas Interrumpibles para los meses de enero a mayo del año 2023 y permite identificar su necesidad para los meses de junio, julio y agosto de 2023. La justificación de la inclusión de los meses de julio y agosto se funda en que la elección de las sensibilidades que dieron origen a energía no

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				sistema eléctrico nacional y que éstos se concentrarían en el mes de junio 2023. Considerando lo anterior se obtuvo un despacho horario para el mes de junio que permitió estimar el aporte a la suficiencia del sistema de las unidades en servicio y de partida rápida. Si bien no se obtuvieron despachos horarios para los meses de julio y agosto de 2023, en un escenario hidrológico seco y bajos los supuestos aplicables a cada actualización de los estudios de abastecimiento que mensualmente emite el Coordinador se pueden extender los resultados a los siguientes 2 meses.” Se solicita que, en caso de requerirse la carga interrumpible se licite sólo por los meses en que se muestra que se necesita el requerimiento que, expresamente, es sólo en el mes de junio.	suministrada en junio obedece a una selección discrecional del mes, en esa circunstancia no se puede descartar que el o los eventos que gatillaron la energía no suministrada en junio se puedan registrar en alguna de las semanas de julio o agosto.
3	Anglo American	5	5.4.1	En el Informe SSCC 2023 se indica, en la página 36: "Conforme a los análisis realizados en el marco de la actualización del ISSCC2023, el requerimiento de carga interrumpible preliminar para el año 2023 será de 50 [MW] para los meses de junio, julio y agosto y en el horario entre las 18:00 y las 22:00 horas." Por su parte, en la página 5 del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (ECFyDR) parte 2, nota al pie número 1, se indica "Conforme a lo concluido en el ECFyDR parte 1, no se observa la necesidad de establecer requerimientos de cargas interrumpibles." En el ECFyDR Parte 1 se indicó: "La determinación de los requerimientos de CI se realizará una vez que se cuente con el pronóstico de deshielo para la temporada 2022-2023, considerando que metodológicamente se determinan a través de un	El Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas parte 2 será actualizado y corregido.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				análisis de suficiencia y seguridad de abastecimiento para el año 2023." Con los antecedentes presentados por el mismo Coordinador en el ECFyDR Parte 1 y Parte 2, se solicita eliminar el requerimiento de CI del Informe SSCC del año 2023 ya que es algo que el mismo Coordinador detectó que no se necesita.	
4	Anglo American	5	5.2	Se observa que el presente Informe de Servicios Complementarios no cumple con la normativa aplicable, en particular con el artículo 72º-7 de la LGSE, al establecer un requerimiento y licitación de nueva infraestructura para la provisión de potencia de cortocircuito. Lo anterior, considerando que: 1) Es la CNE la que define, mediante resolución exenta y previo informe del Coordinador, los servicios complementarios y sus categorías, considerando las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de dichos servicios. 2) El Informe de Servicios Complementarios se debe basar en la resolución señalada en el número anterior. 3) Las necesidades de seguridad y calidad de servicios se establecen en las respectivas normas técnicas. En este caso, se establece un requerimiento de servicios complementarios en base a índices no establecidos en la normativa técnica aplicable. Hacemos presente que en el documento publicado por el mismo Coordinador "Resumen de los Estudios y Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el SEN", en	Este servicio contribuye al control de tensión y se obtiene a través de los recursos técnicos que pueden inyectar o absorber potencia reactiva, y con el propósito de mantener los niveles de tensión ante contingencias. Respecto de las citas a las "Conclusiones y Recomendaciones" del documento de resumen de los estudios, resulta oportuno señalar que se trata, de una síntesis de los análisis y apreciaciones realizados por el Consultor y que no necesariamente representan la posición del Coordinador respecto del SC de CT.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				su sección 6 “Conclusiones y Recomendaciones”, se indica que no es un servicio complementario vigente, recomendándose su incorporación como tal (el destacado es nuestro): • <i>Actualizar la Norma Técnica para incorporar el índice ESCR como indicador de la fortaleza de red.</i> • <i>Finalmente, la provisión de potencia de cortocircuito para mantener una fortaleza de red mínima será un servicio decisivo para mantener la seguridad de operación en un sistema con alta penetración de generación ERV. En tal sentido, se podría pensar en la provisión de potencia de cortocircuito como servicio complementario, similar por ejemplo a la provisión de reserva primaria.</i> Al respecto, solicitamos retirar del presente informe de servicios complementarios 2023 la licitación de potencia de cortocircuito, en cuanto su incorporación en este informe no cumple con la normativa vigente. Este requerimiento debe ser nuevamente evaluado una vez que se efectúen los procedimientos y cambios normativos por las autoridades competentes.	
5	Anglo American	Anexo E		Anexo E. Se solicita publicar la siguiente información generada por el Coordinador para efectos de la evaluación económica, tanto para los casos con y sin proyecto: 1) Bases PLP, incluyendo planilla Excel IPLP y archivos .dat. 2) Salidas PLP, incluyendo generación, costos marginales, costos de operación, con detalle por bloque y por simulación.	En el siguiente enlace se encuentran los antecedentes solicitados. https://cdec365.sharepoint.com/:f/s/DPL667/EgldE3EuhktNsFF9_a4p264Bn_b82Xgw4y5ZugOnN5yV4w?e=cBugsn

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				Cabe señalar que el IPLP es relevante para comprender las diferencias entre los casos con y sin proyecto. Lo anterior, para efectuar una correcta revisión de la evaluación económica realizada.	
6	Anglo American	Anexo E		Se solicita desglosar el valor de inversión (y COMA) utilizados en la evaluación económica. Al menos considerar: ▪ Valor modular CCSS. ▪ Gestión medio ambiental. ▪ Servidumbres. ▪ Ampliaciones de transmisión. ▪ Costos directos e indirecto. Lo anterior, para efectuar una correcta revisión de la evaluación económica realizada.	Para efectos de la valorización de la instalación de los Condensadores Síncronos, se utilizó como base la información recibida por parte de los proveedores, a través de Request for Budget desarrollado por el Coordinador. Dichos antecedentes, así como la valorización se ha incorporado al anexo respectivo.
7	Anglo American	6	6.5.2	Se solicita publicar los antecedentes no confidenciales recibidos por el Coordinador en respuesta a la carta CD N° 00058–22 del 14 de septiembre de 2022. Lo anterior, considerando que esta información es parte de los análisis de condiciones de competencia que forman parte del alcance del presente Informe de Servicios Complementarios.	No es posible compartir los antecedentes solicitados por cuanto forman parte de estrategias comerciales de las empresas, las cuales fueron aportadas en forma confidencial a la Unidad de Monitoreo de la Competencia.
8	Anglo American	5	5.2	Se solicita indicar el análisis del Coordinador respecto de la conveniencia y factibilidad de especificar que los condensadores síncronos a licitar puedan incorporar volantes de inercia como futura ampliación.	El Coordinador analizará los requerimientos a fin de especificar las características de los recursos a licitar y eventualmente definir un nivel mínimo de inercia dentro de las especificaciones técnicas de las posibles soluciones tecnológicas.
9	Anglo American	6.5	6.5.2	Respecto de la métrica utilizada para ESCR, se solicita especificar la regulación comparada con la que se define el guarismo utilizado, así como también señalar si esa regulación es aplicable a	Los antecedentes internacionales que este Coordinador tuvo a la vista para establecer una métrica que permita caracterizar si una red es débil o fuerte desde el punto de vista del control

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				las características particulares de la topología del sistema de transmisión nacional.	de tensión, se basó en publicaciones internacionales de la WECC y Cigre, así como la experiencia de operadores en Australia y EEUU. En Australia y Estados Unidos (ERCOT, zona del Pandhandle) existe una definición más acabada: • En Australia se usa una metodología basada en el MSCR o mínimo SCR para una determinada instalación, y que se emplea para calcular un denominado “Nivel de falla Disponible” en cada barra. • En ERCOT, en la región de Panhandle, se emplea el WSCR (una métrica de la misma familia del ESCR), para evaluar el riesgo de posibles interacciones entre generación basada en inversores en una red de bajo nivel de cortocircuito sincrónico. En este caso, ERCOT propone un WSCR=1.5 como valor mínimo (ver láminas 61-68 del webinar “Grid-Forming Inverter-Based Resources” de octubre, 2021, de la WECC). Este valor de 1.5 aparece también en diversos documentos técnicos, siendo uno de los más recientes el “System Strenght” de la Cigre Science & Engineering Magazine, Volume 20, febrero 2021. Durante el desarrollo del estudio de requerimientos del SEN al 2025, considerando las referencias internacionales disponibles, se tomó el valor de 1.5 como valor umbral adecuado para caracterizar una situación límite respecto del Control de Tensión. Lo anterior se contrastó con los problemas de convergencia

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
					que se presentaban en esos valores del índice en la evaluación de simulaciones dinámicas RMS de contingencias simples en líneas de 500 y 220 kV. Cabe agregar que la métrica ESCR también ha sido considerada por la ESO National Grid de Gran Bretaña, en documentos tan recientes como el “Provision of Short Circuit Level Data. A System Operability Framework Document”, de febrero de este año. Asimismo, AEMO, en sus diversos documentos acerca del tema, señala que estos “screening methods”, si bien difieren en la forma de aproximarse al problema, comparten la misma premisa, esto es, que exista suficiente “SCR agregado” y “nivel de falla disponible” (ver, por ejemplo: “System Strength Impact Assessment Guidelines” de marzo y junio del 2018). Otro operador que recientemente está evaluando los riesgos de inestabilidad de su generación basada en inversores es FINGRID, el operador de la red de transmisión de Finlandia (ver su documento “Utilizing Equivalent Short-Circuit Ratio ESCR approach for assessing the slow converter driven stability and tuning the voltage controllers” de junio de este año). Finalmente, respecto a la aplicabilidad de esta métrica al SEN, la experiencia internacional es clara al señalar que los factores que más influyen la fortaleza de la red desde el punto de vista del control de la tensión son: la densidad de la generación basada en inversores, la escasez de generación sincrónica y la “dispersión” (“sparsity”) de la red, esto es, la lejanía eléctrica entre la generación basada en inversores y los centros

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
					de carga del sistema y los generadores síncronos, además del bajo nivel de enmallamiento de la red. Según el documento de la Cigre “System Strenght” Cigre Science & Engineering Magazine, Volume 20, febrero 2021, cuando estos tres factores coinciden, los desafíos son generalmente mayores En el caso del SEN es claro que estos tres factores están presentes, tal como en Australia y en Texas (región de Panhandle).
10	Anglo American	6.5	6.5.2	Se indica <i>“En atención a la experiencia comparada, si bien se podría considerar una definición de mercado relevante y potenciales oferentes de manera amplia, en la práctica esta Licitación tiene una serie de requerimientos muy particulares habida cuenta de las necesidades actuales del sistema.”.</i> Se solicita indicar explícitamente la experiencia comparara referida.	La experiencia revisada muestra que además de la tecnología tradicionalmente empleada para el aporte a la potencia de cortocircuito (condensadores sincrónicos), en la actualidad se encuentra en desarrollo instalaciones con tecnología grid forming para aportar a la potencia de cortocircuito del sistema. Sin embargo, actualmente sólo hay unas pocas aplicaciones de esta tecnología y corresponden principalmente a aplicaciones en pequeñas redes o islas. Por otro lado, las potencias de estos equipos están en una escala inferior a las tradicionalmente encontradas en condensadores sincrónicos*. * Grid-Forming Technology in Energy Systems Integration, ESIG, marzo 2022. https://www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/pathfinders/stability/Phase-2 https://www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/pathfinders/stability/Phase-3
11	Anglo American	6	6.5.2	En caso de que las licitaciones de potencia de cortocircuito que pretende desarrollar el Coordinador sean declaradas desiertas, deberá instruir de manera directa el servicio. Para este	El artículo 72°-7 de la Ley establece que el Coordinador “deberá” instruir la implementación obligatoria de los recursos o infraestructura necesaria, en caso que los

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				caso el Coordinador no realiza el mandato señalado en el artículo 23 letra d) del reglamento, el cual hace referencia al inciso tercero del artículo 27, esto es, que <i>“el Coordinador deberá identificar en el Informe SSCC, el mecanismo mediante el que se definirá el o los Coordinados obligados a prestar el o los respectivos servicios, junto a la Nueva Infraestructura que se deba instalar para su prestación y su vida útil, en caso de requerirse esta última, el mantenimiento anual eficiente asociado a la infraestructura de acuerdo a lo establecido en el Estudio de Costos a que se refiere el artículo 53 del presente reglamento, y todas las demás condiciones necesarias para su prestación”</i> Al respecto, se solicita identificar lo señalado.	recursos o infraestructura existentes resulten insuficientes para poder cumplir con la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1 de la Ley. Si no es el caso, es decir cuando los recursos o infraestructura existentes son suficientes, el artículo 72°-7 dispone que, ante una licitación declarada desierta, el Coordinador “podrá” instruir la prestación directa del respectivo recurso o la instalación directa de la infraestructura necesaria para la prestación de dicho recurso, según corresponda. En aplicación del artículo 27 del Reglamento, para disponer la instrucción es necesario que el Informe SSCC contenga lo señalado en el artículo 23 letra d) del Reglamento, y se efectúe, si corresponde, la actualización del Estudio de Costos de SSCC. Y tal como lo dispone el propio artículo 23, la incorporación de lo indicado en el literal d) está condicionado al <i>“caso de requerirse esta última”</i>, situación que a la fecha no se ha contemplado. Por dicho motivo, al no estar previsto en esta etapa que los servicios deban ser prestados o instalados directamente, no se requiere la incorporación en el Informe de SSCC de lo señalado en el artículo 23 letra d) del Reglamento ni la actualización del Estudio de Costos de SSCC. Ello se efectuará solo en caso la licitación sea declarada desierta y, a continuación, el Coordinador decida ejercer su facultad de instruir el servicio.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
12	Anglo American	Anexos		En el documento “PF_2_Informe-Estabilidad-de-Tension_dic2021.pdf”, página 28, se indica que <i>“Se deberá notar que la relación de cortocircuito SRC (sic) exigida en la Norma Técnica [1] da valores más optimistas (más altos) que el índice ESCR en la medida que no considera el aporte de los inversores eléctricamente cercanos.”</i> [1] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» Santiago de Chile, Septiembre 2020. Se solicita aclarar los artículos específicos de la NTSyCS a los que se hace referencia, en relación a una relación de cortocircuito SCR exigida.	La referencia corresponde al Anexo Técnico de la NTSyCS “Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión”. En particular se trata del Artículo 62 “Potencia transmitida en el enlace y nivel de cortocircuito”.
13	Anglo American	Anexos		En la página 24 del documento PF_1_Informe-Estabilidad-de-Frecuencia_nov2021.pdf se indica <i>“Dichas inestabilidades se eliminan en los Casos 25F1c42 y25F1c52 en los que se dejan en servicio las unidades de las centrales Angamos y Cochrane operando como condensadores sincrónicos (despacho de potencia activa nula y controlando la tensión terminal) y la inercia del Norte Grande es de 5,8 GVAs.”</i> Se solicita aclarar si efectivamente las centrales Angamos y Cochrane pueden operar como condensadores sincrónicos con despacho de potencia activa nula y controlando la tensión terminal, en su condición actual.	El objetivo de suponer la operación de Angamos y Cochrane como condensadores sincrónicos fue exclusivamente teórico, como parte de los análisis iniciales de aproximación a la determinación de los requerimientos. La solución y análisis finales no suponen la necesidad de operar estas centrales como condensadores sincrónicos, por tanto no tiene objeto determinar (por ahora) la factibilidad real de dicha posibilidad.
14	Anglo American	4; 5	4.2.4; 4.2.5; 5.1.4	El análisis realizado por el Coordinador no considera el aporte a la Fortaleza de Red de las centrales eólicas con turbinas tipo III. El informe de Cigre “CIGRÉ, «System strength,» CIGRE SCIENCE & ENGINEERING, Vol. N° 20, 02-	El documento de la Cigré citado se refiere, más que a aportes a la fortaleza de la red en el sentido del que hacen las máquinas sincrónicas, a mejoras en los ajustes y diseño de los sistemas de control de las tecnologías

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				2021." , en la sección "Capabilities of Power Electronic Devices in Enabling the Energy Transition and Mitigating System Operational Challenges, pp.126 - 136", citado por el Coordinador, indica que dicha unidades pueden contribuir a desafíos de fortaleza de red. De la misma forma, en dicho documento, se indica que centrales fotovoltaicas con inversores grid following pueden contribuir a desafíos de fortaleza de red. Se sugiere que al menos, el informe del Coordinador, aborde en un escenario un caso donde dichas unidades contribuyan a los desafíos de fortaleza de red de manera de tener un caso que muestre los eventuales cambios en requerimiento de infraestructura.	Grid Following (seguidoras de red) existentes, tal de que operen de forma más estable en redes débiles. El requerimiento fundamental del que se trata esta licitación tiene que ver con el nivel de cortocircuito sincrónico adicional necesario para que, como mínimo, una instalación basada en inversores seguidores de red opere de forma estable. Cualquier aporte que dicha generación (seguidora de red) pueda hacer al mejor funcionamiento de la red presupone que la red tenga un nivel de potencia de cortocircuito sincrónico mínimo. Además, el mismo documento al que se hace referencia, señala que las capacidades de los Power Electronic Interfaced Devices (PEID) no están actualmente disponibles y que requieren ser acordadas entre el fabricante del equipo y el dueño del proyecto (ver página 125 del documento referido). Dado lo anterior, al no tener dicha información, no es posible analizar un escenario de ese tipo.
15	Anglo American	4	4.2.4	El Coordinador cita el documento "System Strength Requirement Methodology - System Strength Requirement & Fault Level Shortfall" (AEMO 2018). Desde el 2018 AEMO ha realizado avances importantes en el requerimiento de estas materias, se sugiere considerar la versión del año 2022 de este requerimiento y ver cómo los nuevos requerimientos afectan los análisis realizados por el Coordinador.	La versión del año 2022 del documento mencionado, no se hacen mayores modificaciones en los conceptos y definiciones básicas relacionadas con el nivel de cortocircuito y fortaleza de la red. Más bien, el documento del año 2022 especifica el "proceso" que utiliza AEMO para determinar los requerimientos en cada región del NEM y precisa los alcances y validez de los estudios EMT.
16	Anglo American	Anexo C		El estudio de Digsilent P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-de-Red-Analisis-Adicional_R01-	El Coordinador llevó adelante la aplicación del Anexo Técnico de Mínimos Técnicos y

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				V02.pdf indica: "Se verifica que la disponibilidad de un mayor número de unidades convencionales despachadas repercute en una disminución muy significativa de los requisitos de compensación. Por ejemplo, para un ESCR mínimo de 1,5, si se compara el Caso 0.A con el Caso 2, el aumento de unidades convencionales despachadas disminuiría la compensación sincrónica necesaria de 8081 MVA de contribución adicional a la potencia de cortocircuito hasta un valor de 4600 MVA, lo que supone una reducción de aproximadamente el 43%." En este caso, y en vista del objetivo de operar el sistema a mínimo costo, se sugiere tener en consideración un plan de medidas para reducir los mínimos técnicos de las unidades oportunamente de manera de contribuir a la reducción de costos de operación del sistema.	monitorea de forma permanente las oportunidades para la actualización y reducción de estos parámetros.
17	Transelec S. A.	Anexo E		En el anexo E, para el análisis del beneficio de los proyectos de mejora de fortalecimiento de la red, donde en el caso de los compensadores sincrónicos se utiliza un valor referencial de COMA equivalente a 1,6% anual respecto al VI, lo cual, si bien es una referencia útil y válida para infraestructura tradicional de transmisión, no siempre representa los valores típicos para este tipo de instalaciones (máquinas rotatorias) que están entre un 2,5 a 5,0% anual del VI de la instalación, por concepto de COMA.	Si bien el valor del COMA podría variar dependiendo del proyecto específico, este no afecta el resultado de la evaluación.
18	Transelec S.A.	Anexo E		Considerando el proceso de licitación propuesto en el Anexo E, queremos saber si estos proyectos se adjudican en base al V.A.T.T. de la mejor oferta, o se considera algún otro criterio para la adjudicación.	Cabe destacar que el Anexo E contiene la <i>Evaluación Económica Proyecto de Mejora de Fortaleza de la Red en Sistema Transmisión Nacional</i> .

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
					En relación con el mecanismo de adjudicación, este será incorporado en las Bases de Licitación. Los lineamientos de ésta se encuentran en el punto 5.7 del informe “Consideraciones Generales Licitación de Recursos para el Control de Tensión”, emitido mediante carta DE 04966-22 del 11 de octubre de 2022.
19	Enel Generación Chile	5	5.1	No se realiza un análisis técnico económico que evalúe el reemplazo de Control Primario de Frecuencia (CPF) con Control Rápido de Frecuencia (CRF) para disminuir el costo de operación del SEN. En el ISSCC versión año 2022 se indicó que aún no resultaba conveniente reemplazar CPF con CRF, sin embargo, se debería revisar esa conclusión con una visión del mercado eléctrico chileno más reciente. Se solicita al Coordinador incluir un análisis técnico económico que evalúe el reemplazo de CPF con CRF para disminuir costo de operación del SEN.	El Coordinador permanentemente evalúa la pertinencia de disponer de nuevos recursos para la prestación de los SSCC. En particular, la oportunidad de reducir los costos de operación del SEN a través del intercambio de recursos para la prestación del Control de Frecuencia Rápido, Primario, Secundario y Terciario. Sin perjuicio de lo anterior, no existiendo recursos instalados y verificados para realizar una prestación de CRF, la evaluación técnico – económica resulta infructuosa.
20	Enel Generación Chile	Anexo CF	Hoja CPF	En centrales Pullinque y Pilmaiquen se señala “El Coordinador no cuenta con el Modelo de Regulador de Velocidad.” Sin embargo se observa este ya ha sido entregado. Se adjunta link donde están los modelos dinámicos y cartas conductoras cuando se enviaron al CEN.	Se actualizará la correspondiente tabla del Anexo incorporando la caracterización de dichas centrales.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				Central Pullinque: https://drive.google.com/drive/folders/1fyEyblH7kGVQU6OGKH-n6l6dSAHmyU7?usp=sharing Central Pilmaiquén: https://drive.google.com/drive/folders/1pWZ7p0qltogyoMSG9-n2W0kW6FUujOFv?usp=sharing	
21	ENGIE Energía Chile S.A. Inversiones Hornitos Central Térmica Andina	2	2.2	La definición de Control de Tensión para unidades sincrónicas no se ajusta a lo que tenemos en nuestro parque generador. Nuestras unidades hacen control de tensión modificando la consigna de inyección o absorción de potencia reactiva (Q) con el objetivo de mantener el voltaje en la barra de inyección de la unidad en un nivel determinado por el Despacho de Carga mediante comunicaciones telefónicas. Dicho voltaje cambia en el tiempo en función de lo que vaya sucediendo en el Sistema Interconectado, no tenemos la posibilidad de mantenerlo constante mediante modificaciones automáticas de la consigna de Q.	La definición de “Controlador de Tensión” que aparece en el numeral 2.2 se refiere, en el caso de una unidad sincrónica, al dispositivo que permite el control de tensión en los terminales de la unidad o en un nudo remoto, esto es, se refiere al AVR (Automatic Voltage Regulator) o VCO (Voltage Controller). Este dispositivo de control, cuando está activo (como es el caso de las centrales mencionadas) permite el control de tensión automático de la tensión, ya sea local o remoto. No debe confundirse este control con los cambios en la consigna de tensión que dicho control pudiera experimentar (cualquiera sea la razón de esto). Mientras el AVR o VCO esté activo, la máquina estará controlando tensión.
22	Tamakaya Energía SpA	9	9.3.3	Se solicita a ENGIE y al CEN proporcionar los avances del estado actual del proyecto de implementación Esquema de Desconexión Automática de Generación por Contingencia Extrema en el Norte Grande del SEN. Se solicita de forma adicional proporcionar la actualización de los requerimientos técnicos de diseño para la implementación del EDAG. Confirmar la fecha de cuando el proyecto debe estar implementado.	De acuerdo con lo comunicado por Engie el día 24 de octubre de 2022, podemos informar lo siguiente: - El proyecto de Engie se encuentra adjudicado y contratado. - De acuerdo con la carta Gantt enviada, se espera que el Controlador Central y los 8 Controladores Locales de Engie estén instalados y operativos el 14/07/2023. - Se realizará una reunión con las otras empresas coordinadas involucradas para

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
					entregar información relevante para sus proyectos.
23	Tamakaya Energía SpA	11	Anexo J (PRS)	Los tiempos de sincronización deberán actualizarse en función de los resultados de los ensayos de validación de los SSCC. Estos tiempos corresponden al tiempo de arranque de las unidades en condiciones normales de operación. El arranque de las unidades en modo PRS considera la operación de equipamiento adicional para el arranque de las TG.	Los tiempos de sincronización se actualizarán conforme se obtengan los resultados de los ensayos de verificación de los SSCC relacionados a las unidades generadoras con partida autónoma. Adicionalmente, señalamos a Ud., que los tiempos de sincronización publicados en el presente informe, corresponden a los antecedentes y resultados publicados en el informe "Plan de Recuperación de Servicio del año 2022", publicado en el mes de mayo 2022.
24	Tamakaya Energía SpA	11	Anexo G (CPF)	Se solicita al coordinador actualizar las tablas de CPF con los resultados de las pruebas Pmax (post mantenimiento) realizadas durante el mes de Julio del 2022, esto para las siguientes columnas: Potencia Bruta Máxima [MW] Potencia Bruta Mínima [MW] Considerar actualizar los valores para todos los arreglos Nota: Requerimiento solicitado para las unidades del coordinado Tamakaya	La nueva Potencia Máxima de TER Kelar fue establecida el 27 de octubre, y será considerada en los Anexos correspondientes. Respecto al Mínimo Técnico, no tenemos antecedentes respecto a que la central se encuentre en proceso de actualización de este parámetro. Se solicita enviar los antecedentes correspondientes mediante carta con copia al correo Anexos_DCO@coordinador.cl.
25	Tamakaya Energía SpA	11	Anexo G (CSF)	AGC solo disponible para arreglo 2-2-1 con combustible Gas. Además, se solicita al coordinador actualizar las tablas de CSF con los resultados de las pruebas Pmax (post mantenimiento) realizadas durante el mes de Julio del 2022, esto para las siguientes columnas: Potencia Bruta Máxima [MW] Potencia Bruta Mínima [MW]	La Central TER Kelar está considerada en el Control Secundario de Frecuencia solo en su configuración verificada TG1+TG2+TV con combustible gas natural. Los parámetros de operación y reservas de la central para el CSF, tales como los límites de operación, se deben actualizar en un proceso en paralelo. Para ello, contactar a Jorge Vargas a jorge.vargas@coordinador.cl

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				Nota: Requerimiento solicitado para las unidades del coordinado Tamakaya	
26	Tamakaya Energía SpA	11	Anexo G (CTF en giro)	Confirmar cual es la fuente de la que se obtuvieron los parámetros de rampa de subida y bajada de los arreglos detallados en el archivo excel. Los parámetros deberán actualizarse en función de los resultados de los ensayos de validación de los SSCC. Nota: Requerimiento solicitado para las unidades del coordinado Tamakaya	Los parámetros de rampas utilizados corresponden a los de los Parámetros de Partida y Detención vigentes. Una vez finalizado el proceso de verificación, de ser necesario, se actualizarán los valores de rampas con los obtenidos en dichas pruebas.
27	Tamakaya Energía SpA	11	Anexo G (CT)	Se solicita al coordinador actualizar las tablas de Potencia Bruta Máxima para el SC control de tensión. Nota: Requerimiento solicitado para las unidades del coordinado Tamakaya	La nueva Potencia Máxima de TER Kelar se ha establecido el 27 de octubre, y se han actualizado los Anexos correspondientes.
28	Cóndor Energía SpA	General	General	Se argumenta que técnicamente el CRF no es requerido durante el año 2023 , toda vez que los recursos actuales que tiene el SEN para cumplir con el objetivo del Control de Frecuencia son suficientes durante el horizonte de aplicación de este estudio, esto es el año 2023. Se solicita poder argumentar la no necesidad de este SC también en términos de eficiencia económica, o reemplazo de CPF por CRF, toda vez que los SS.CC. también deben colaborar a la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, según Artículos 72-1 y 72-2 de la LGSE.	El Coordinador permanentemente evalúa la pertinencia de disponer de nuevos recursos para la prestación de los SSCC. En particular, la oportunidad de reducir los costos de operación del SEN a través del intercambio de recursos para la prestación del Control de Frecuencia Rápido, Primario, Secundario y Terciario. Sin perjuicio de lo anterior, no existiendo recursos instalados y verificados para realizar una prestación de CRF, la evaluación técnico – económica resulta infructuosa
29	Cóndor Energía SpA	4.1	CSF	Se indica en tabla 4.2 que el tiempo mínimo de entrega del CSF es de 15 minutos, pero en figura 4-1 se muestra un tiempo de entrega del CSF de 10 minutos (entre minuto 5 y minuto 15). Se pide	El tiempo mínimo de entrega hace referencia al tiempo total de activación del servicio, es decir, considera los 5 minutos iniciales de despliegue de la reserva.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
				corregir gráfica para que coincida con definición incorporada en tabla 4.2. Esto tomando la definición de “tiempo de entrega” de la figura 4-2.	
30	Cóndor Energía SpA	6.4.1	CPF	Se pide incorporar Anexo con el listado de las centrales ERV que fueron consideradas con la función HFRT habilitada.	Se incluye un Anexo con el listado de las unidades consideradas con la función HFRT a este documento.
31	Cóndor Energía SpA	6.4.1	CPF	En el último párrafo de la página 52 se indica “A su vez, el RSI3 pasa a ser inferior a 1 el 70% del tiempo para el CPF de subida, mientras que para el servicio de bajada el 100% del tiempo se encuentra bajo 1 ”. Luego, en la Figura 6-8 del CPF- se muestra todo lo contrario, es decir, se aprecia visualmente que el 100% del tiempo el índice se encuentre sobre 1. Se pide corregir relación entre redacción y gráfico.	La figura 6-8 muestra la relación descrita en el texto. Cabe destacar que los valores del eje Y muestran decimales, pero sin anteponer un 0, es decir, 0,2 se presenta como .2; siendo la escala utilizada de 0 a 1 con intervalos de 0,2.
32	Cóndor Energía SpA	7.2	Control de Tensión	En página 72, se indica lo siguiente “Por otra parte, en el caso de los parque eólicos y fotovoltaicos, se considerará como recurso disponible para Control de Tensión la curva PQ definida en el Art. 3-9 de la NTSyCS, considerando un control de tipo estático...”. Se solicita corregir o aclarar esta indicación, ya que, en los instructivos de verificación de SS.CC. confeccionados por el Coordinador Eléctrico en conformidad a la NT de SS.CC., se indica que se deberá ensayar en el proceso de verificación del Control de Tensión la curva P-Q teórica máxima de la central. En este sentido, no tendría sentido ensayar la curva P-Q teórica máxima si la central solo va a ser instruida a prestar CT (absorción o inyección de reactivos) dentro de los límites definidos en al Art. 3-9 de la NTSyCS.	El control de tensión podría realizarse considerando requerimientos distintos a los definidos en esta exigencia en caso que el Coordinador así lo requiera. Es por eso que en el proceso de verificación es necesario que se explore la curva P-Q teórica máxima.

N°	Coordinado	N° Capítulo	N° Sección	Observaciones y/o Comentarios	Respuesta Coordinador
33	Cóndor Energía SpA	7.3.1.2	EDAC	Se pide incorporar para mayor entendimiento en tablas 7.1 y 7.2 los montos comprometidos de los escalones EDAC por baja frecuencia.	Los montos comprometidos para cada uno de los alimentadores corresponderán a la carga instantánea que presenten al momento de la operación. Referencialmente, el monto de dicha carga para un escenario de demanda alta es: • Purapel 52E1: 10 MW • Santa María/ Pangalillo 52E3/52E6: 4 MW • Falucho 52E4: 7 MW • Energía Verde 52ET2: 7 MW

Anexo: Listado de Centrales ERV con función HFRT

Central
PFV Andes Solar
PE Aurora
PFV Bolero
PE Cabo Leones
PFV Carrera Pinto
PFV Cerro Dominador
PFV Chañares
PFV Diego de Almagro
PFV Doña Carmen
PE El Arrayán
PFV El Pelicano
PFV Finis Terrae
PFV Huatacondo
PFV Jama
PFV Lalackama
PFV La Huayca

Central
PFV Loma Los Colorados
PFV Luz del norte
PFV Pampa Camarones
PFV Pampa Solar Norte
PFV Puerto Seco Solar
PE Punta Sierra
PFV Salvador
PFV Santiago Solar
PFV San Andrés
PE San Gabriel
PE Sarco
PE Tolpan Sur
PFV Uribe Solar
PFV Usya
PE Valle de los Vientos
PFV Andes Solar IIA