RESPUESTA A OBSERVACIONES PRS 2021						
Empresa	**N° Observación**	**Numeral**	**Zona / Área**	**Observación**	**Propuesta**	**Respuesta**
Tinguiririca Energía	1		Centro	El Plan de Recuperación de Servicio propuesto para la Zona Centro, Área Itahue, considera la inyección de las centrales Hidroeléctricas La Higuera y La Confluencia en subestación Tinguiririca 154 kV. Próximamente la inyección de las mencionadas centrales se realizará en la subestación Puente Negro en 220 kV, con fecha estimada de Puesta en Servicio para el mes de Junio 2021.	Dado lo anterior, creemos relevante evaluar esta nueva topología en el Plan de Recuperación de Servicio asociada a la Zona.	Evaluación se incorpora en Anexo 6, sección Estudios.
AES Andes	2	5.7.1.5	Norte Grande	ÁREA CAPRICORNIO: La coordinación en S/E Mantos Blancos de los Interruptores de 220 kV de la LT Chacaya Mantos Blancos corresponden a CC Aes Gener.		Se modifica conforme a lo observado. Se incorpora AES Andes en Plan A.
AES Andes	3	5.7.1.6	Norte Grande	ÁREA O´HIGGINS: CC Aes Gener no tiene participación en esta Zona.		Se modifica conforme a lo observado.
AES Andes	4	5.7.2.3	Norte Chico	ÁREA PAN DE AZÚCAR: Los Cururos corresponde a la coordinación del CC Aes Gener		Se modifica conforme a lo observado. Se incorpora "Una vez que el sistema Norte Chico se encuentra estable, el CDC se coordinará con los CC de Enel Green Power, Engie, LAP, AES Andes y Enor Chile para la sincronización de las centrales eólicas de la zona.
AES Andes	5	pág. 96	Centro	Recuperación del área restante de Alto Jahuel, punto 5 el CC Gener tiene que ser reemplazado por CC Aes Gener.		Se modifica conforme a lo observado. Texto queda de la siguiente forma "además, se coordine con el CC de AES Andes para proveer de SS/AA a las centrales Queltehues, Volcán y Maitenes."

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
AES Andes	6	pág. 149	Norte Grande	COR asociados a Área Cordillera, CO Zaldívar es coordinado por Colbún, no por Engie.		Se modifica conforme a lo observado. Se incorpora CC Colbún en el área por operación de Zaldívar.
AES Andes	7	pág. 168	Norte Chico / Interconexión	Conclusiones: “Es posible energizar desde S/E Cardones 220 kV hasta S/E Kapatur 500 kV”, La S/E Kapatur es en 220 kV.		Se modifica conforme a lo observado. Se complementa texto "*Es posible energizar desde S/E Cardones 220 kV hasta S/E Kapatur 220 KV a través del corredor 500 kV con los recursos locales presentes en la Zona Norte Grande* "
TEN	8	3		Pruebas de avalancha de datos: prueba requerida para validar el cumplimiento del equipamiento ante recuperación del sistema que permita el correcto envío de las variables SITR al sistema SCADA del Coordinador, cumpliendo con los establecido en la norma Técnica de Seguridad y calidad de Servicio en la referente a la edad del dato y disponibilidad de variables. Esta prueba deberá consistir en simular una recuperación masiva generando estrés suficiente al equipamiento del Coordinado y que este último envíe correctamente la información al SITR al Coordinador.	Estas pruebas pueden ser realizadas de manera simulada preferentemente durante pruebas FAT o SAT, mientras está en explotación el sistema SCADA, sólo pueden enviarse alarmas reales. Debido al análisis técnico y de riesgos realizado por la compañía donde se indica que no es posible diferenciar en el sistema una alarma simulada de una real y al tener más de 15.000 alarmas programas, la probabilidad de tener una alarma real durante las pruebas existe y las consecuencias de no identificar una alarma real pueden ser de gran afectación para los activos de la compañía o para la seguridad del SEN. TEN no está de acuerdo en poner en riesgo la seguridad del sistema o de sus activos por una prueba de avalancha de alarmas. De acuerdo a lo expresado, sería recomendable que se establezca una cantidad acotada de alarmas por un periodo corto de tiempo.	Las pruebas serán establecidas de manera que se pueda verificar el cumplimiento de la NT sin poner en riesgo la operación de los sistemas de comunicaciones o fuera de los estándares o mejores prácticas. El coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
TEN	9	3		Pruebas de edad del dato, según lo especificado en el anexo técnico "Definición de parámetros técnicos y operativos para el envío de datos al SITR"	Es necesaria esta prueba, si el Coordinador está evaluando en forma periódica la edad del dato? En caso de lo contrario, recomendamos acortar la cantidad de señales, de tal modo que no supere a un 3%	Las pruebas serán establecidas de manera que se pueda verificar el cumplimiento de la NT sin poner en riesgo la operación de los sistemas de comunicaciones o fuera de los estándares o mejores prácticas. El coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas.
TEN	10	3		Pruebas de estampado del dato, según lo especificado en el anexo técnico "Definición de parámetros técnicos y operativos para el envío de datos al SITR"	Recomendamos acortar la cantidad de señales, de tal modo que no supera a un 3%	Las pruebas serán establecidas de manera que se pueda verificar el cumplimiento de la NT sin poner en riesgo la operación de los sistemas de comunicaciones o fuera de los estándares o mejores prácticas. El coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas.
Saesa	11	3.5		Especificar y aclarar que se entiende por “simulando condiciones equivalentes a las que produciría un apagón total o parcial”, solo para tener claridad si esto se puede realizar solo desde una subestación por ejemplo, con señales acotadas y generando una condición de colapso.		Se refiere a realizar una prueba que demuestre que el SITR cuenta con el respaldo suficiente para que ante un Apagón Parcial o Total la instalación afectada mantenga operativo el SITR al CEN.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Saesa	12	3.5		En un análisis de mercado del mercado Chileno no se encuentra entidad o empresa capacitada para realizar prueba “certificada” los entes certificadores encontrados no tienen experiencia si saben de sistemas SCADA. Sí existen empresas o entes externos que pueden dar fe los resultados de las pruebas, tal cómo está especificado en estudio vigente.		Se modifica texto en informe : “Para garantizar el adecuado comportamiento de los sistemas SCADA, durante la ocurrencia de un Apagón, los Coordinados deberán realizar, una vez al año, una prueba e informe técnico, desarrollados por una empresa externa, no relacionada con el Coordinado, bajo lo cual se verifique el correcto funcionamiento del SITR y de los sistemas de supervisión y control de sus instalaciones, simulando condiciones equivalentes a las que produciría un apagón total o parcial.”
Saesa	13	3.5		Este punto contempla realizar pruebas de redundancia sobre la arquitectura SCADA, por ejemplo servidores?		Redundancia sobre la arquitectura SCADA (Servidores, comunicaciones y adquisición de datos), que garantice continuidad operacional.
Saesa	14	3.5		Especificar y aclarar que se entiende por “generando estrés suficiente al equipamiento del Coordinado”, solo para tener claridad si esto se puede realizar solo desde una subestación por ejemplo, con señales acotadas y generando una condición de colapso.		Para el desarrollo de esta prueba no se requiere la totalidad de alarmas, solo un conjunto de estas que permitan estresar el sistema generando cambios de estado, cada 1 segundo por 2 minutos, que aumenten el consumo de recursos (20%-50% adicional) respecto a una condición normal de operación. El coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Saesa	15	3.5		Estas pruebas pueden ser realizadas de manera simulada sólo durante pruebas FAT o SAT, mientras está en explotación el sistema SCADA, sólo pueden enviarse alarmas reales. Debido al análisis técnico y de riesgos realizado por la compañía donde se indica que no es posible diferenciar en el sistema una alarma simulada de una real y al tener más 15.000 alarmas programas, la probabilidad de tener una alarma real durante las pruebas existe y las consecuencias de no identificar una alarma real pueden ser de gran afectación para los activos de la compañía o para la seguridad del SEN. STS no está de acuerdo en poner en riesgo la seguridad del sistema o de sus activos por una prueba de avalancha de alarmas.		Las pruebas serán establecidas de manera que se pueda verificar el cumplimiento de la NT sin poner en riesgo la operación o los sistemas de comunicaciones o fuera de los estándares o mejores prácticas. El coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas.
Saesa	16	3.5		Se debe acotar cantidad de señales, es imposible hacer las pruebas a todas las señales, debido a la complejidad para desconectar cualquier elemento del sistema de Transmisión de STS, se propone que no supere a un 2%		Las pruebas serán establecidas de manera que se pueda verificar el cumplimiento de la NT sin poner en riesgo la operación o los sistemas de comunicaciones fuera de los estándares o mejores prácticas. El coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Saesa	17	3.5		Se debe acotar cantidad de señales, es imposible hacer las pruebas a todas las señales, debido a la complejidad para desconectar cualquier elemento del sistema de Transmisión de STS, se propone que no supere a un 2%		Las pruebas serán establecidas de manera que se pueda verificar el cumplimiento de la NT sin poner en riesgo la operación o los sistemas de comunicaciones fuera de los estándares o mejores prácticas. El coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas.
Saesa	18	5.7	sur	El interruptor de línea en S/E Pilauco de la línea Osorno – Pilauco C3 corresponde actualmente al circuito C2 de la línea 66 kV Pilauco – Remehue. Se debe verificar si la sincronización entre el sistema de 220 kV y 66 kV se realizará sólo con el cierre de los interruptores de las líneas 66 kV Osorno – Pilauco C1 y C2 o bien, también considerar el cierre de los interruptores de las líneas 66 kV Pilauco - Remehue C1 y C2.		Se modifica conforme a lo observado. Es factible sincronizar a través de cualquiera de los 4 interruptores en S/E Pilauco asociados a la LT 66 kV Pilauco - Osorno o Remehue - Pilauco (según la disponibilidad de las instalaciones de transmisión al momento de la ejecución de este plan)
Saesa	19	5.7	sur	Hay que considerar que a fines de mayo de 2021 la barra de 23 kV de S/E Puerto Montt quedará alimentada desde el transformador T1 de S/E Puerto Montt (lado AT conectado a S/E Puerto Montt 220 kV y no a S/E Melipulli 220 kV). El transformador T33 quedará de respaldo.		Se modifica conforme a lo observado. Se considerar que la barra de 23 kV de S/E Puerto Montt queda alimentada desde el transformador T1 de S/E Puerto Montt.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	20	2		En SE El Toro, los paños J1 y J2 no disponen de verificación de sincronismo, tienen un esquema que permite el cierre del interruptor en la condición barra viva – línea muerta o barra muerta – línea viva, pero no es posible el cierre en la condición barra viva – línea viva.		Se modifica conforme a lo observado. Paños se eliminan de Tabla 3 y de anexos de SSCC.
Transelec	21	2		En SE Pehuenche, los paños J1 y J2 no tienen verificación de sincronismo.		Se modifica conforme a lo observado. Paños se eliminan de Tabla 3 y de anexos de SSCC.
Transelec	22	2		En SE Diego de Almagro el paño HT3 no dispone de verificación de sincronismo automática.		Se modifica conforme a lo observado. Paños se eliminan de Tabla 3 y de anexos de SSCC.
Transelec	23	2		En SE Charrúa, los paños JT5 y JT6 no tienen verificación de sincronismo, en los transformadores 5 y 6 de SE Charrúa la verificación de sincronismo se ejecuta en lado 500kV		Se modifica conforme a lo observado. Paños se eliminan de Tabla 3 y de anexos de SSCC.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	24	2		En la Tabla 3 “Instalaciones del SEN con Capacidad de Vinculación”, se debe especificar todos los niveles de tensión de las Subestaciones declaradas. Por ejemplo, en el Norte Grande y Norte Chico, falta especificar todas las instalaciones del corredor de 500kV, como lo son Changos, Cumbres, Nueva Cardones y Nueva Pan de Azúcar. Se solicita especificar todos los niveles de tensión de las otras Zonas y subestaciones.		Actualmente no posible utilizar las instalaciones del corredor de 500 kV para el PRS. Esto solo será factible una vez que el SVC de Nueva Pan de Azúcar y respectivos equipos de vinculación requeridos se encuentren en operación (Equipos de Vinculación de Islas Eléctricas ATR Nueva Pan de Azúcar, Nueva Maitencillo y Nueva Cardones proyectadas para el segundo semestre del año 2021). Si bien, se han realizado estudios para su incorporación en el PRS, conforme se describe en el Anexo 6 del Estudio PRS, una vez concretada su implementación y entrada en operación, estas instalaciones serán consideradas para el PRS.
Transelec	25	2		Se solicita agregar tabla resumen con la programación de Incremento de Generación y Reposición de Cargas Críticas Norte Grande. Indicar Área, Consumos y Monto en MW.		Se modifica conforme a lo observado. Se incluye en Anexo 9 del documento.
Transelec	26	3		La periodicidad de las pruebas debe ser determinadas por la cantidad de señales que llegan al SCADA.		La periodicidad de las pruebas es anual, de acuerdo al documento. No obstante el coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	27	3		Se solicita indicar respuesta a las siguientes interrogantes: •El ente externo debe cumplir con algún requisito técnico o debe ser validado por el coordinador? •Debería participar de todas las pruebas? •Existe una definición del tipo de prueba y elementos certificadores que deben ser •utilizados para que la prueba sea válida? •Las verificaciones deben ser realizadas a todas las instalaciones o a un porcentaje?		Se modifica texto en informe "Para garantizar el adecuado comportamiento de los sistemas SCADA, durante la ocurrencia de un Apagón, los Coordinados deberán realizar, una vez al año, una prueba e informe técnico, desarrollados por una empresa externa, no relacionada con el Coordinado, bajo lo cual se verifique el correcto funcionamiento del SITR y de los sistemas de supervisión y control de sus instalaciones, simulando condiciones equivalentes a las que produciría un apagón total o parcial." El coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas.
Transelec	28	3		Estas pruebas son realizadas de manera periódica, al menos 6 veces por año cuyos resultados podrían ser informados al coordinador.	Se solicita indicar si es necesario que sea visado por una empresa externa.	La prueba anual debe ser realizado por un ente externo a la empresa.
Transelec	29	3		Se debería definir un calendario en conjunto con el Coordinador para efectuar pruebas de conmutación de los enlaces entre los datacenter (Coordinador -SITR).	Se solicita indicar si es necesario que esta prueba sea visada por una empresa externa.	La prueba anual debe ser realizado por un ente externo a la empresa. El coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas y respectiva coordinación.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	30	3		Dice: "… todos los equipos que participan del SITR … "	Se solicita indicar si eso incluye, controladores, protecciones, remotas, switches, routers, MUX, MMOO, MPLS, etc.	Las pruebas deben ser realizadas desde los equipos de adquisición de datos (UTR) hasta el Coordinador
Transelec	31	3		Se solicita aclarar desde qué nivel se debe hacer la prueba de avalancha de datos, si desde las SSEE o desde el FEP.	se solicita indicar qué herramienta debería ser utilizada para generar una avalancha de 20000 señales simultaneas	La prueba de avalancha debe ser desde la S/E. Para el desarrollo de esta prueba no se requiere la totalidad de alarmas, solo un conjunto de estas que permitan estresar el sistema generando cambios de estado, cada 1 segundo por 2 minutos, que aumenten el consumo de recursos (20%-50% adicional) respecto a una condición normal de operación. El Coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas.
Transelec	32	3		El Coordinador deberá proponer la metodología para ejecución de esta prueba (metodología de simulación en campo, metodología de almacenamiento de la prueba y metodología de comparación de los datos). Así también el alcance (cuantas subestaciones y en cuanto tiempo).		Las pruebas serán establecidas de manera que se pueda verificar el cumplimiento de la NT sin poner en riesgo la operación de los sistemas de comunicaciones o fuera de los estándares o mejores prácticas. El Coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas.
Transelec	33	5	Norte Grande	Se recomienda agregar esquemas que permitan visualizar de mejor manera las zonas y áreas de recuperación de servicio especificadas.		Esquemas correspondientes a cada área se presentan en detalle en el sub índice 5,7, plan de recuperación de servicio.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	34	5	Norte Grande	Se recomienda agregar esquemas que permitan visualizar de mejor manera los roles, tanto de las empresas Coordinadas como del CDC.		Esquemas se encuentran disponibles en anexo n°5 "Delegación de funciones-COR Designados"
Transelec	35	5	Norte Grande	El Coordinador debe ser responsable de las capacitaciones e implementar la infraestructura necesaria para que los COR puedan desarrollar su función.		Como es de su conocimiento, el Coordinador propone y realiza reuniones de trabajo para explicar el PRS y para responder dudas que los Coordinados puedan tener en su aplicación, con el objetivo de garantizar una buena coordinación del PRS. Durante el presente año, se realizarán dichas reuniones lo que será informado oportunamente. Por otro, el Coordinado debe ejecutar las etapas y acciones que defina el Coordinador, conforme a lo dispuesto en el Artículo 129 del Reglamento de la Coordinación y Operación del SEN, para una eficiente y eficaz recuperación de servicio del SEN (Función de COR).
Transelec	36	5	Norte Grande	El CDC debe informar a todos los CC que no son coordinados por un COR.	Se solicita modificar el párrafo por: i) Comunicar al COR y CC que corresponda que se ha dado inicio al PRS, solicitándoles su ejecución y coordinar y/o ejecutar, según corresponda, los respectivos ERS y PPRS	Se modifica conforme a lo observado.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	37	5	Norte Grande	En todas las figuras esquemáticas de las Zonas, se solicita especificar a qué niveles de tensión corresponde cada uno de los colores de los diagramas, mejorando rápidamente el entendimiento de los esquemas de recuperación de servicio de cada Zona.		Se incluye una nueva lámina que clarifica lo solicitado
Transelec	38	5	Norte Grande	No queda claro cómo se debe encontrar las redes de 110kV que permiten eventualmente recuperar consumos en la Subestación Esmeralda. Se solicita precisar.		5.7.1.1 corresponde a área Arica. No incorpora esta área a S/E Esmeralda. Ver 5.7.1.6 área O´Higgins.
Transelec	39	5	Norte Grande	No queda claro cómo se debe encontrar las redes de 110kV que permiten eventualmente recuperar consumos en la Subestación Esmeralda. Se solicita precisar.		5.7.1.2 corresponde a área Iquique. No incorpora esta área a S/E Esmeralda. Ver 5.7.1.6 área O´Higgins.
Transelec	40	5	Norte Grande	No queda claro cómo se debe encontrar las redes de 110kV que permiten eventualmente recuperar consumos en la Subestación Esmeralda. Favor precisar.		5.7.1.3 corresponde a área Tarapacá. No incorpora esta área a S/E Esmeralda. Ver 5.7.1.6 área O´Higgins.
Transelec	41	5	Norte Grande	En el diagrama y procedimiento del Área centro, faltan algunos consumos como lo es el Tap Off Quillagua. No queda claro cuándo se debe energizar o si fue considerado dentro del análisis. Se solicita agregar esta información.		Se modifica conforme a lo observado. Se incorpora información de S/E señalada.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	42	5	Norte Grande	En el diagrama y procedimiento del Área centro, faltan algunos consumos como lo es el Tap Off Enlace (Antucoya). No queda claro cuándo se debe energizar o si fue considerado dentro del análisis. Se solicita agregar esta información.		Los consumos señalados se encuentran en la LT 220 kV Atacama Miraje, el cual se energizará de acuerdo con el Plan 5.7.1.6 ÁREA O´HIGGINS, punto 5.
Transelec	43	5	Norte Chico	En caso de disponer de energía desde el área interconexión, debería considerarse el plan B como plan A.		De acuerdo con lo señalado en el punto 5.7 Plan de Recuperación de Servicio, la implementación del plan A o Plan B, dependerá de las condiciones del SEN, por lo tanto, el orden de los planes, dispuesto en el PRS, no necesariamente implica un orden de prioridad en su ejecución.
Transelec	44	5	Norte Grande	En la recuperación del área de capricornio, se solicita especificar las actuales limitantes que existen en las líneas de 110kV, como los son los TC que limitan las transferencias hacia Esmeralda.		El Plan A y B de área Capricornio, no considera el uso de la LT 110 kV hacia S/E Esmeralda.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	45	5	Norte Grande	En la recuperación del área de capricornio, se solicita especificar las posiciones de los TAP de los Transformadores de Mejillones y Capricornio, debido a lo critico que resultan para regular las tensiones en la Zona de 110kV ante la falta del enlace desde Atacama 220kV.		La posición del Tap del transformador deberá partir con su operación en forma manual y estar en su posición intermedia. Los niveles de tensión en el área se deben encontrar dentro lo indicado en NTSyCS para una condición de emergencia. En cuanto al control de reactivos a través de estos equipos dependerán de las condiciones sistémicas existentes al momento de efectuar las maniobras

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	46	5	Norte Grande	En la recuperación del área de O'Higgins, se solicita especificar alternativa ante la contingencia o indisponibilidad de la línea de 220kV Atacama - Esmeralda.		El PRS correspondiente al ÁREA O´HIGGINS, parte de la base de contar con la LT 220 kV Atacama - Esmeralda disponible para la recuperación, dado que no hay otra alternativa para recuperar el servicio de esa área de Capricornio. Ante una indisponibilidad de esta LT, el único vínculo que eventualmente permitiría recuperar los consumos de Esmeralda, sería utilizar la LT 110 kV proveniente de Capricornio - Alto Norte, una vez recuperada el área de Capricornio. Esta alternativa, debe será revisada en detalle considerando todas las restricciones operacionales de la zona, lo que de ser factible y conveniente, será incorporado en una nueva actualización del PRS.
Transelec	47	5	Norte Grande	En el punto 1, de la página 61, el COR debe instruir a Transelec.	Se solicita modificar el punto 1 por lo siguiente: 1 El COR se coordinará con CC Transelec el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Changos – Kapatur	Se modifica texto en informe. "*El CDC coordinará con CC Transelec el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Changos – Kapatur* "
Transelec	48	5	Norte Chico	En la recuperación del área de Diego de Almagro, se recomienda actualizar considerando el actual seccionamiento de S/E Algarrobal, que se encuentra entre las subestaciones Cardones y Maitencillo.		Se modifica conforme a lo observado.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	49	5	Norte Chico	En la recuperación del área de Diego de Almagro, se solicita indicar cuáles son los márgenes de absorción de reactivos y niveles de tensión adecuados para determinar el cierre de las líneas entre PDA y Nueva Cardones		Los niveles de tensión se deben encontrar dentro lo indicado en NTSyCS para una condición de emergencia. En cuanto a los márgenes de absorción reactivos estos dependerán de las condiciones sistémicas existentes al momento de efectuar las maniobras.
Transelec	50	5	Norte Chico	Se solicita eliminar del punto 2 lo siguiente: "Cuando la Zona Norte Chico se encuentre estable, el CDC se coordinará con Enel Green Power para el ingreso del parque eólico Taltal y/o del parque Fotovoltaico Lalackama.", y agregar al final una nota sobre los Parques Eólicos y Solares.	De acuerdo a lo anterior, el punto 2 debe ser modificado de la siguiente forma: "Cuando la Zona Norte Chico se encuentre estable, el CDC se coordinará con cada uno de los Parques Eólicos y Solares su ingreso."	Se modifica conforme a lo observado.
Transelec	51	5	Norte Chico	En el punto del 7 se debe informar tasa de toma de carga de los consumos que podrían alimentarse desde S/E Cardones.	Se solicita modificar el punto 7 de acuerdo a lo siguiente: 7. El CC Transelec se coordinará con el CDC para el cierre de la línea de 220 kV Cardones – Cerro Negro Norte – Seccionadora Llano de Llampos – Totoralillo y la normalización total de los consumos, para lo cual el CDC debe informar los MW que podrán ir recuperándose.	Se modifica texto, y consumos deberán recuperarse de acuerdo a disponibilidad de potencia.
Transelec	52	5	Norte Chico	En la recuperación del área de Cardones, se recomienda actualizar considerando el actual seccionamiento de S/E Algarrobal, el cual se encuentra entre las subestaciones Cardones y Maitencillo.		Se modifica conforme a lo observado.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	53	5	Norte Chico	En la recuperación del área de Cardones, se recomienda actualizar considerando el actual seccionamiento completo de S/E Copayapu 110kV.		La ampliación Copayapu se incorporada en el PRS.
Transelec	54	5	Norte Grande	En el punto 6, el CDC debe instruir a Transelec.	Se solicita modificar el punto 6, de acuerdo a lo siguiente: 6 El CDC instruirá al CC Transelec el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Changos – Kapatur.	Se modifica texto en informe. "*El CDC coordinará con CC Transelec el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Changos – Kapatur* "
Transelec	55	5	Quinta	CC Transelec opera las líneas San Luis – Quillota 220 kV y no CC Chilquinta como dice en el punto 4 del plan B.	Se solicita modificar el punto 4, de acuerdo a lo siguiente: 4. Con la barra de 220 kV de S/E Quillota energizada, el CC Transelec se coordinará con el CDC para el cierre de uno de los circuitos de la línea de 220 kV Quillota – San Luis.	Se modifica conforme a lo observado.
Transelec	56	5	Centro	En el Plan A, punto N°2, se menciona que se cerrará la línea donde no esté conectada S/E Alto Melipilla. Agradeceremos indicar las acciones cuando se materialice el proyecto "Nueva Seccionadora Alto Melipilla y la nueva Línea 220 kV Seccionadora Alto Melipilla - Rapel"		La Instalación señalada aún no se encuentra en operación en el SEN. No obstante, aun cuando dicha instalación entre en operación, se mantendrá la estrategia de energizar en vacío la LT 220 kV Rapel- Alto Melipilla (Seccionadora Alto Melipilla) - Lo Aguirre y posteriormente energizar un circuito de la LT 220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia para entregar un bloque de carga correspondiente a 60 MW por la barra de 110 kV de la S/E Cerro Navia.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	57	5	Centro	En el plan A, punto N°4, se solicita agregar detalles respecto de la consigna de tensión para el STATCOM bajo estas condiciones.		La consigna de tensión deberá ser tal que los niveles de tensión se encuentren dentro lo indicado en NTSyCS para una condición de emergencia. En cuanto a los márgenes de absorción reactivos estos dependerán de las condiciones sistémicas existentes al momento de efectuar las maniobras.
Transelec	58	5	Centro	En el plan A, punto N°4, se solicita especificar el estado que debe estar el algoritmo de control de flujo de los transformadores desfasadores (automático o manual).		Se especifica en el PRS que la operación deberá ser manual.
Transelec	59	5	Centro	En el Plan B, punto N°2, se mencionan detalles respecto del CER de S/E Polpaico. Se solicita indicar la condición del STATCOM (En servicio o no y su respectiva consigna de tensión), y además, si es posible reemplazar la función del CER de Polpaico (en una eventual indisponibilidad) con el equipo STATCOM.		Se incorpora en plan B la energización del Statcom E/S. Ambos equipos de compensación reactiva permiten el control de tensión en Área Cerro Navia operando en conjunto o de manera separada.
Transelec	60	5	Centro	Para el Plan B: Central Rapel sólo con dos unidades disponibles, se solicita detallar las maniobras necesarias para llegar a energizar la barra de 220 kV de S/E Cerro Navia desde S/E Rapel a partir de 2 unidades de la Central Rapel.		Se incorporan pasos asociados a la energización de S/E Cerro Navia, que corresponden a los mismos primeros tres pasos del plan A.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	61	5	Centro	En el párrafo 3 de la página 90, se deben incluir las instalaciones de Celeo Redes y la S/E Entre Ríos, de acuerdo a lo siguiente: “Previo al proceso de energización de las barras de las SS/EE Alto Jahuel, Ancoa y Entre Ríos el CC de Transelec y CC de Celeo Redes deberá tener abiertos en S/E Alto Jahuel todos los interruptores de las barras de 500 y 220 kV, en S/E Ancoa deberán estar abiertos todos los interruptores de 500 kV y 220 kV de los bancos de autotransformadores de 500/220 kV, en S/E Entre Ríos deberán estar abiertos todos los interruptores de 500 kV y 220 kV de los bancos de autotransformadores de 500/220 kV, y las Líneas 500 kV y 220 kV Charrúa – Entre Ríos y Línea 500 kV Charrúa – Ancoa, una vez efectuadas estas maniobras se deberá informar al CDC”		Se modifica conforme a lo observado.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	62	5	Centro	En el punto 7 de “Recuperación del área restante de Alto Jahuel”, se debe incorporar que solo un ATR 220/110 kV debe ser energizado la S/E Chena por problemas de inrush.	Se solicita modificar el punto 7 de la siguiente manera: “7. Posteriormente, en coordinación con el CC de ENEL Transmisión, con los interruptores de la S/E Chena abiertos por el lado de 110 kV y cerrado el interruptor 52JS por el lado de 220 kV y dejar conectado un solo ATR 220/110 kV por el lado de 220 kV, el CC de Transelec cerrará o sincronizará en S/E Cerro Navia las líneas de 220 kV Alto Jahuel – Chena circuito 1 o 2 o 3 o 4 y 220 kV Chena – Neptuno – Cerro Navia o 220 kV Cerro Navia – Chena.”	Se modifica conforme a lo observado.
Transelec	63	5	Centro	Se solicita especificar si la Central Loma Alta requiere ajustar también su consigna de tensión.		Se elimina de Plan PRS la participación de la Central Loma Alta, dado que su operación depende de la generación de la central isla.
Transelec	64	5	Centro	Con el propósito de dejarlo explícito, se solicita detallar el estado de los interruptores seccionadores de barra de 500 y 220 kV de S/E Ancoa y Alto Jahuel.		Se incorpora en plan centro estado de interruptores seccionadores en S/E Ancoa y Alto Jahuel.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	65	5	Centro	En el punto N°1 se indica que se energizará la barra de 154 kV de S/E Itahue a través del cierre del interruptor del transformador de 220/154 kV de S/E Itahue.	Se solicita indicar si es factible la alternativa de energización de la barra de 154 kV de S/E Itahue a través del transformador de 220/154 kV de S/E Maule y la línea 154 kV Itahue - Maule.	ES factible, ante la indisponibilidad del ATR 220/154 de S/E Itahue. No obstante esta alternativa mantiene restricciones operacionales por la LT 154 kV Itahue - Maule (160 MVA) para la recuperación de consumos. Por lo tanto, no esta considerada dentro de los planes vigentes en condición normal, pero puede ser utilizada ante la indisponibilidad de instalación señalada considerando la limitación señalada(Se Incorpora limitación existente en documento).
Transelec	66	5	Centro	En el punto N°2, para normalizar los consumos de la zona de Cachapoal, se debe tener cuidado de no sobrepasar la capacidad del ATR4 de S/E Itahue y los TTCC de los paños A3 y A4 de S/E Itahue.	Se solicita incorporar las restricciones respectivas si se agrega la alternativa de energizar a través del transformador de S/E Maule y la línea 154 kV Itahue - Maule.	Ver respuesta a observación N°65
Transelec	67	5	Centro	En el PRS de la zona de Alto Jahuel se utiliza también a la central Pehuenche, sin embargo, también menciona las condiciones de la central Loma Alta.	Se solicita indicar si en este caso es indiferente el estado de esta central.	Se elimina de Plan PRS la participación de la Central Loma Alta, dado que su operación depende de la generación de la central isla.
Transelec	68	5	sur	Se solicita adecuar el plan A por medio de la línea 220 kV Charrúa – Duqueco – Los Peumos – Temuco por la incorporación de las SS/EE El Rosal, Río Toltén y Frutillar Norte		Se modifica conforme a lo observado. Se actualizan nuevas instalaciones en los planes A, B y C.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	69	5	sur	En el punto 21 del plan A se debe incorporar la línea 2x220 kV Charrúa – Mulchén. Se solicita modificar el punto 21 de acuerdo a lo siguiente:21. El CC Transelec se coordinará con el CC de Celeo Redes para el cierre de un circuito de las siguientes líneas cuando los niveles de tensión estén dentro de la NTSYCS o cuando la transferencia por la línea de 220 kV Charrúa – Duqueco – Los Peumos - Temuco supere los 100 MW.	Se solicita modificar el punto 21 de acuerdo a lo siguiente: 21. El CC Transelec se coordinará con el CC de Celeo Redes para el cierre de un circuito de las siguientes líneas cuando los niveles de tensión estén dentro de la NTSYCS o cuando la transferencia por la línea de 220 kV Charrúa – Duqueco – Los Peumos - Temuco supere los 100 MW. ➢Línea 2x220 kV Charrúa – Mulchén ➢Línea 2x220 kV Mulchén – Río Malleco ➢Línea 2x220 kV Río Malleco – Cautín	Se modifica conforme a lo observado.
Transelec	70	5	sur	En el punto 22 del plan A se debe incorporar la coordinación con el CC Celeo Redes, quién opera la S/E Mulchén.	Se solicita modificar el punto 22 de acuerdo a lo siguiente: “El CC Transelec se coordinará con el CC de Colbún y CC Celeo Redes para: - Cierre de la línea de 2x220 kV - Angostura - Mulchén circuito 1 Sincronización de la central Angostura”	Se mantiene el CC de Colbún dado que el Coordinador no ha recibido notificación formal del cambio de indicado. Cualquier modificación de C.C, actualmente responsable de la operación de instalaciones del SEN, debe ser comunicada formalmente, por las respectivas partes involucradas.
Transelec	71	5	sur	Adecuar el plan B por medio de la línea 220 kV Charrúa – Duqueco – Los Peumos – Temuco por la incorporación de las SS/EE El Rosal, Río Toltén y Frutillar Norte		Se modifica conforme a lo observado. Se actualizan nuevas instalaciones en los planes A, B y C.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Transelec	72	5	sur	En el punto 16 del plan B se debe corregir la coordinación con el CC Celeo Redes, ya que este opera la S/E Mulchén.	Se solicita modificar el punto 16 de acuerdo a lo siguiente :El CC Transelec se coordinará con el CC de Celeo Redes para el cierre de la línea de 220 kV Angostura - Mulchén circuito 1 desde la S/E Mulchén	Se mantiene el CC de Colbún dado que el Coordinador no ha recibido notificación formal del cambio de indicado. Cualquier modificación de C.C, actualmente responsable de la operación de instalaciones del SEN, debe ser comunicada formalmente, por las respectivas partes involucradas.
Transelec	73	5	sur	Se solicita adecuar el plan C por medio de la línea 220 kV Charrúa – Duqueco – Los Peumos – Temuco por la incorporación de las SS/EE El Rosal, Río Toltén y Frutillar Norte		Se modifica conforme a lo observado. Se actualizan nuevas instalaciones en los planes A, B y C.
Transelec	74	5	sur	En el punto 1 del plan C se debe corregir la cota mínima para regular la Central Canutillar.	Se solicita modificar el punto 1 de acuerdo a lo siguiente: 1 Cuando no sea posible reconectar las líneas de 220 kV Charrúa – Temuco y Charrúa – Mulchén - Cautín circuitos 1 y 2 y además, la central Canutillar se encuentre con el lago Chapo sobre la cota 230 m.s.n.m., el CDC le informará a los CC de STS, Colbún y CGE que la recuperación de servicio será desde la central Canutillar, para que apliquen el PRS respectivo en forma autónoma.	Se modifica conforme a lo observado.
Colbún	75	2		En la Tabla 1 Centrales del SEN con Capacidad de Partida Autónoma (página 12),	se solicita actualizar el tiempo de partida de la unidad N°1 de la Central Hidroeléctrica (“CH”) Canutillar a 2,45 [min], de acuerdo con lo informado en la carta DE 04697-19 (adjunta).	Se modifica conforme a lo observado.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Colbún	76		Centro / Itahue	Para la Zona Centro - Área Itahue se solicita aclarar si los planes elaborados serán modificados previo al ingreso de los proyectos NUP 1811 y 2012, los cuales vinculan las centrales de la zona (CH La Higuera, CH Confluencia, CH San Andres, CH El Paso) al sistema de 220 kV a través de S/E Puente Negro.		Evaluación se incorpora en Anexo 6, sección Estudios. Preliminarmente, se mantienen vigentes los planes en el área de Itahue y su incorporación genera una alternativa de alimentación en la zona de 154 kV.
Colbún	77		Quinta/ Valle	En el PRS del Área Valle, sección 5.7.4.2, favor incorporar la central Juncalito (página 111).		Se modifica conforme a lo observado.
Colbún	78		Quinta	En el PRS del Área Valle, sección 5.7.4.2, específicamente en el numeral 3, se indica que el CC de Colbún se coordinará con el CDC para sincronización de la central Los Sauces. Dicha central no es propiedad de Colbún S.A., favor corregir (página 112).		Se modifica conforme a lo observado. Los Sauces corresponde a PMGD
Colbún	79		sur	En el PRS - Zona Sur asociado al Área Araucanía (sección 5.7.5.2), se indica que el CDC se coordinará con el CC de Colbún para que tome SS/AA del sistema y le de partida a la Central Térmica (“CT”) Antilhue (páginas 120, 123 y 127).	En base a lo planteado, favor corregir la información señalada en el Estudio.	Se modifica conforme a lo observado. Se modifica CC Colbún por CC Prime

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Colbún	80		sur	Al respecto, señalamos que la CT Antilhue es propiedad de Prime Energía SpA, comunicado al Coordinador mediante carta GM N°488/2019 de fecha 03 de octubre de 2019 (ver documento adjunto). Además, Prime Energía envió carta al Coordinador, ANTIL-2020-009 (adjunta), indicando que ya cuenta con un Centro de Control propio.		Se modifica conforme a lo observado. Se cambia CC Colbún por CC Prime
Colbún	81		sur	6. En la página 123, numeral 3, se menciona "Una vez energizada S/E Temuco con energía" se sugiere eliminar de la frase el siguiente termino redundante "… con energía".		Se modifica conforme a lo observado.
Colbún	82		sur	En las páginas 125 y 129, se muestran dos figuras distintas con el mismo nombre “Ilustración 40”, se solicita corregir el correlativo de la segunda ilustración.		Se modifica conforme a lo observado.
Colbún	83	Anexo 3		En el Anexo 3, página 140, favor incluir la línea 2x220kV Angostura-Mulchén.		Se incorpora en documento
Colbún	84	Anexo 5		En el Anexo 5, página 146, favor incluir las siguientes centrales de Colbún S.A.: CH Canutillar, CH Angostura, CH Chacabuquito, CH Juncalito, CT Nehuenco y CT Santa María.		Se modifica conforme a lo observado.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Colbún	85	Anexo 5		En el Anexo 5, página 146, favor incluir las siguientes instalaciones de Colbún Transmisión S.A.: S/E Candelaria, S/E Colbún, S/E Aconcagua, S/E La Mina, S/E Chiburgo, S/E San Clemente, S/E Los Quilos, S/E Hornitos, S/E San Ignacio, S/E Machicura, S/E Rucúe, S/E Los Pinos, S/E Quilleco, LT 2x220kV Angostura-Mulchén, LT 2x110 kV Esperanza-Los Maquis-Aconcagua.		Se modifica conforme a lo observado.
ENGIE	86	5	Norte Grande	Se debe considerar inyección en alimentador Putre de hidroeléctrica Cosapilla.	Al considerar la inyección de Cosapilla, disminuirá el consumo de alimentador Putre, pudiendo Chapiquiña inyectar más generación hacia el sistema	La central Cosapilla corresponde aun PMGD.
ENGIE	87	5	Norte Grande	Una vez energizada S/E Lluta se estaría energizando las barras de 13.8 kV de PFV El Águila	Se debe considerar inyección de PFV El Águila	Una vez establecida el área Árica, el PFV deberá ser considerado si dispone de recursos estables de generación.
ENGIE	88	5	Norte Grande	S/E Pozo Almonte 110 kV, en terciarios de ATR-1 y ATR-2 poseen inyección de PFV PAS 2 y PAS 3, respectivamente	Una vez energizada S/E Pozo Almonte 110 kV, se debe considerar la energización de las barras 13.8 kV e Inyección de PFV PAS 2 y 3	Una vez establecida el área Árica, el PFV deberá ser considerado si dispone de recursos estables de generación.
ENGIE	89	5	Norte Grande	Considera S/E HMC con 1 MW de consumo	Considerar consumo de S/E HMC en 0 MW	Los consumos de clientes libres se encuentran sujetos a la disponibilidad de sus procesos al momento de un evento.
ENGIE	90	5	Norte Grande	En comentario inferior dice “Plantes”	Debe decir “Planes”	Se modifica conforme a lo observado.
ENGIE	91	5	Norte Grande	En glosa superior Plan C, dice: U16, TG1 y TG2 indisponible.	Plan C, debe decir: U16, TG1, TG2 y TG3 indisponible	Se modifica conforme a lo observado.
ENGIE	92	5	Norte Grande	Dice: se energizará “Crucero – Salar”	Debe decir: se energizara Crucero–Nueva Chuquicamata - Salar	Se modifica conforme a lo observado.
ENGIE	93	5	Norte Grande	Dice: se energizara “Crucero – Salar”	Debe decir: se energizara Crucero–Nueva Chuquicamata - Salar	Se modifica conforme a lo observado.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
ENGIE	94	5	Norte Grande	Dice: CC ENGIE solicita se de arranque a CD Mantos Blancos y CD Inacal	CC ENGIE no coordina CD Mantos Blancos y CD Inacal	Se modifica conforme a lo observado.
ENGIE	95	5	Norte Grande	En paño 52HT2 Noracid existe una inyección de Planta de vapor	Considerar inyección de Planta de vapor en Noracid	Planta corresponde a Cogeneradora, no se encuentra considerada su generación en las maniobras principales del PRS del Área.
Chilquinta	96	5	Quinta	· Validar la disponibilidad de Central Laguna Verde		Se modifica conforme a lo observado. Existe un oficio N°335/2021 asociado de retiro de la instalación.
Chilquinta	97	5	Quinta	· Normalización de la Línea 110 kV Quillota – Marbella y normalización de las SS/EE Marbella y Casas Viejas se debe coordinar con CGE.		Se modifica conforme a lo observado.
Chilquinta	98	5	Quinta	· En normalización de Línea 110 kV San Pedro – Miraflores se hace referencia a S/E Villa Alemana, aclarar si corresponde a S/E El Sol de MERVAL.		Se modifica conforme a lo observado.
Chilquinta	99	5	Quinta	· En normalización de Línea 110 kV San Pedro – Miraflores considerar que Tap Achupallas no tiene consumos conectados.		Se modifica conforme a lo observado.
Chilquinta	100	5	Quinta	· En normalización de S/E Placilla se energizan los SS. AA de PMG Placilla.		Se modifica conforme a lo observado.
Chilquinta	101	5	Quinta	· Revisar la designación de COR en la recuperación del área Valle, ya que la mayoría de las maniobras se dan en SS/EE Los Maquis, Quilapilún, Los Quilos, Aconcagua, Saladillo en control operacional de Colbún. Chilquinta es la encargada de recuperar los consumos de SS/EE San Felipe y San Rafael.		Se mantiene la definición de COR a Chilquinta.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Chilquinta	102	5	Quinta	· Plan A debe coordinar con los retiros de potencia del área costa.		Se incorporó, en el Área Costa, un párrafo que aclara consistencia con el plan A citado.
Chilquinta	103	5	Quinta	· Plan B el cierre de la Línea 220 kV Quillota – San Luis se debe realizar con Transelec.		Se modifica conforme a lo observado.
Chilquinta	104	3		· Especificar y aclarar que se entiende por “simulando condiciones equivalentes a las que produciría un apagón total o parcial”, solo para tener claridad esto se podría realizar solo desde una subestación, por ejemplo, con señales acotadas y generando una condición de colapso.		Se refiere a realizar una prueba que demuestre que el SITR cuenta con el respaldo suficiente para que ante un Apagón Parcial o Total la instalación afectada mantenga operativo el SITR al CEN. El coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas.
Chilquinta	105	3		· Pruebas de redundancia de los equipos que participan del envío de datos al SITR: Aclarar si este punto contempla realizar pruebas de redundancia sobre la arquitectura SCADA, por ejemplo, servidores.		Redundancia sobre la arquitectura SCADA (Servidores, comunicaciones y adquisición de datos), que garantice continuidad operacional.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Chilquinta	106	3		· Pruebas de avalancha de datos: Especificar y aclarar que se entiende por “generando estrés suficiente al equipamiento del Coordinado”, solo para tener claridad si esto se puede realizar solo desde una subestación, por ejemplo, con señales acotadas y generando una condición de colapso.		Para el desarrollo de esta prueba no se requiere la totalidad de alarmas, solo un conjunto de estas que permitan estresar el sistema generando cambios de estado, cada 1 segundo por 2 minutos, que aumenten el consumo de recursos (20%-50% adicional) respecto a una condición normal de operación. El coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas.
Chilquinta	107	3		· Pruebas de edad del dato: Se debe acotar cantidad de señales, es imposible hacer las pruebas a todas las señales, se propone que no supere a un 3%.		Las pruebas serán establecidas de manera que se pueda verificar el cumplimiento de la NT sin poner en riesgo la operación o los sistemas de comunicaciones fuera de los estándares o mejores prácticas. El coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas.
Chilquinta	108	3		· Pruebas de estampado del dato: Se debe acotar cantidad de señales, es imposible hacer las pruebas a todas las señales, se propone que no supere a un 3%.		Las pruebas serán establecidas de manera que se pueda verificar el cumplimiento de la NT sin poner en riesgo la operación o los sistemas de comunicaciones fuera de los estándares o mejores prácticas. El coordinado, en forma previa al desarrollo de las pruebas, podrá solicitar al Coordinador confirmar el alcance de dichas pruebas.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Interchile	109		Norte Grande	En ILUSTRACIÓN 3, PAG 37. Se debe corregir diagrama, dice Crucero y debería decir Encuentro (según PRS 2020). Para PRS 2021 debiese considerar S/E Ana María, considerando nueva configuración LT Lagunas -Ana María 2x220 kV y LT Ana María-Encuentro 2x220 kV.		Se modifica conforme a lo observado. Se corrige Ilustración 4 (ex Ilustración 3) y en los esquemas correspondientes.
Interchile	110	5.7.1.2	Norte Grande	Se debe considerar incluir S/E Ana María. - Favor aclarar si los C1 y C2 a SE Encuentro (desde SE Lagunas) permanecen con sus interruptores cerrados (en todos sus extremos). - Energización Reactor Lagunas. De las Ilustraciones 3 y 4 (capturas anteriores), el interruptor del Reactor se ve cerrado, en la condiciones de Lagunas sin tensión y Lagunas con Tensión. El diagrama debe mostrar en verde si el reactor es energizado, para todas las ilustraciones cuando la barra de S/E Lagunas esté energizada. Favor aclarar condición del interruptor del reactor.		Se incorpora en capítulo 5.6, esquema con simbología de ilustraciones donde se clarifica lo observado, y se considera reactor cerrado al energizar la barra de S/E Lagunas

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Interchile	111	5.7.1.4	Norte Grande	En los diagramas, se visualizan interruptores de C1 y C2 en S/E Encuentro y S/E Lagunas cerrados, sin embargo no aparecen en color verde como energizados. Favor aclarar condición. Además se debe actualizar con S/E Ana María.		IDEM Respuesta a observación N°110.
Interchile	112	6.1.2.3	Anexo	Al energizar C1 Polpaico- Nueva Pan de Azúcar 500 kV, se logra energizar barra A de S/E Nueva Pan de Azúcar 500 kV. Para poder energizar el SVC se debe energizar barra B 500 kV si se requiere hacer con mando sincronizado, esto implicaría energizar una diagonal de la subestación. Para esto se debe definir si se puede energizar un ATR o uno de los circuitos hacia Nueva Maitencillo. Si no se puede, se debe considerar abrir un desconectador de derivación de línea o derivación de un ATR. Para poder energizar el SVC desde Barra A, implica abrir todos los desconectadores del paño K3 o K6 por enclavamientos, así se podría energizar SVC1 por K2 y SVC2 por K5, considerando que esta maniobra sería sin mando sincronizado, por lo que hay un mayor impacto con el inrush de los transformadores TR3 y TR4 respectivamente. Favor aclarar si es posible realizar estas maniobras.		Se incorpora en documento, ítem 6.2.1.3 propuesta preliminar de energización del SVC en S/E Nueva Pan de Azúcar.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
Interchile	113		Norte Chico	Se solicita confirmar si CNOT instruirá abrir interruptores en ampliación Cardones 220 kV, ampliación Maitencillo 220 kV, Ampliación Pan de Azúcar 220 kV y Polpaico 500 kV o se deben abrir la totalidad de interruptores de Interchile de manera autónoma al ser instruidos de armar esquema básico de recuperación de servicio.		El CDC instruirá aplicación del ERS para el área de interconexión, bajo lo cual se deberá abrir los interruptores respectivos en 500 kV y 220 kV.
Interchile	114		Norte Chico / Interconexión	Se solicita confirmar esquema con los estados en que deben quedar las instalaciones de 500KV.		El CDC instruirá aplicación del ERS para el área de interconexión, bajo lo cual se deberá abrir los interruptores respectivos en 500 kV y 220 kV.
Interchile	115	Anexo	Modelaciones	Se solicita confirmar si al entrar en servicio el SVC de Nueva Pan de Azúcar y/o los interruptores de mando sincronizado de los ATR 500/220 kV Nueva Cardones, Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar se actualizará el PRS 2021.		Ver ítem 6.2.1.4 en documento.
STS	116	5.6		El CDC, los COR y los CC se coordinarán, conforme a al flujo de información y de comunicaciones, establecido en el este documento, para efectos de una correcta aplicación del PRS. /	Obs.: Eliminar palabras destacadas	Se modifica conforme a lo observado.
STS	117	5.7	5.7.1.4 ÁREA CENTRO	Pág. 46 …“la cuidad de Tocopilla”… /	Obs.: Corregir por ciudad.	Se modifica conforme a lo observado.
STS	118	5.7	5.7.1.4 ÁREA CENTRO	Pág. 50 y finalmente coordinará con el CC de STN el cierre del interruptor 220 kV del transformador	Obs.: Interruptor de propiedad y operación de Transelec	Se modifica conforme a lo observado.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
STS	119	5.7	5.7.1.4 ÁREA CENTRO	El CC Engie, se coordinará con el CC de Transelec, para el cierre de un circuito de la línea de 220 kV Kimal – Crucero 1 o 2	Obs.: Diagonales operadas por STN	Se modifica conforme a lo observado.
STS	120	5.7	5.7.5.2 ÁREA ARAUCANÍA	Se sincronizará la Central Pilmaiquén con las Central Pullinque mediante el cierre del interruptor de la Líneas 66 kV Llollelhue – Pullinque, extremo Pullinque. /	Obs.: Debe decir Los Lagos	Se modifica conforme a lo observado, en plan A y C.
STS	121	5.7	5.7.5.2 ÁREA ARAUCANÍA	El CDC Coordinará con el CC de STS la sincronización de las centrales Lican (deberá coordinarse con el CDC), Capullo, Pulelfu, Cumbre, Hidro Nalcas e Hidro Callao,…	Obs.: Se deben agregar los CC de SCOTTA y Capullo. Agregar las centrales Correntoso y Palmar.	Se modifica conforme a lo observado.
STS	122	5.7	5.7.5.2 ÁREA ARAUCANÍA	El CC de STS se coordinará con el CDC para darle partida y la posterior sincronización a la central Degañ, Degañ 2 Nave 4 y 5.	Obs.: El CC de NOC (Prime Energía) es el operador de C. Degañ	Se modifica conforme a lo observado.
STS	123	5.7	5.7.5.2 ÁREA ARAUCANÍA	Cuando se energice la S/E Quellón el CC de STS se coordinará con el CDC para darle partida y la posterior sincronización a la central Trincao,…	Obs.: El CC de CENCOP es el operador de C. Trincao	Se modifica conforme a lo observado.
STS	124	5.7	5.7.5.2 ÁREA ARAUCANÍA	El CDC Coordinará con el CC de STS la sincronización de las centrales Lican (deberá coordinarse con el CDC), Capullo, Pulelfu, Cumbre, Hidro Nalcas e Hidro Callao,…	Obs.: Se deben agregar los CC de SCOTTA y Capullo. Agregar las centrales Correntoso y Palmar.	Se modifica conforme a lo observado.
STS	125	5.7	5.7.5.2 ÁREA ARAUCANÍA	El CC de STS se coordinará con el CDC para darle partida y la posterior sincronización a la central Degañ, Degañ 2 Nave 4 y 5.	Obs.: El CC de NOC (Prime Energía) es el operador de C. Degañ	Se modifica conforme a lo observado.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
STS	126	5.7	5.7.5.2 ÁREA ARAUCANÍA	Cuando se energice la S/E Quellón el CC de STS se coordinará con el CDC para darle partida y la posterior sincronización a la central Trincao,…	Obs.: El CC de CENCOP es el operador de C. Trincao	Se modifica conforme a lo observado.
STS	127	5.7	5.7.5.2 ÁREA ARAUCANÍA	Línea 66 kV Osorno – La Unión	Obs.: Reemplazar por línea 66 kV Osorno – Remehue y línea 66 kV Remehue – La Unión	Se modifica conforme a lo observado, en plan A y C.
STS	128	5.7	5.7.5.2 ÁREA ARAUCANÍA	El CC de STS se coordinará con el CDC para darle partida y la posterior sincronización a la central Degañ, Degañ 2 Nave 4 y 5.	Obs.: El CC de NOC (Prime Energía) es el operador de C. Degañ	Se modifica conforme a lo observado.
STS	129	5.7	5.7.5.2 ÁREA ARAUCANÍA	Cuando se energice la S/E Quellón el CC de STS se coordinará con el CDC para darle partida y la posterior sincronización a la central Trincao,…	Obs.: El CC de CENCOP es el operador de C. Trincao	Se modifica conforme a lo observado.
STS	130	5.7	5.7.5.2 ÁREA ARAUCANÍA	Si los niveles de tensión están dentro de la NTSyCS, el CDC se coordinará con el CC de STS para el cierre de las líneas de 220 kV Ciruelos – Laurel – Nueva Pichirropulli.	Obs.: Reemplazar STS por Chilquinta. Laurel reemplazarla por Cerros de Huichahue.	Se modifica conforme a lo observado.
STS	131	ANEXO 5	5.1		Obs.: Se solicita en diagrama unir CC STN con CC STS y consolidarlo como CC STN. Se deben eliminar las líneas Diego de Almagro -Illapa -C. Pinto – Cardones que opera Chilquinta.	Se modifica conforme a lo observado.
STS	132	ANEXO 5	5.1		Obs.: En CC STS eliminar C. El Paso, C. Dos Valles y C. Palacios.	Se modifica conforme a lo observado.
ENEL	133		Centro	En los esquemas Ilustración 25 y 26 del área Cerro Navia, no aparece la S/E Nueva Lampa.		Se modifica conforme a lo observado.

Empresa	N° Observación	Numeral	Zona / Área	Observación	Propuesta	Respuesta
ENEL	134		Centro	En el punto 4 , se menciona el cierre de la Línea 220 kV Cerro Navia – Nueva Lampa – Polpaico para energizar la barra de S/E Polpaico desde S/E Cerro Navia, no se hace mención de que todos los interruptores de S/E Nueva Lampa deben estar cerrados (J1, J2, J3, J4, J5 y J6).		En S/E Nueva Lampa deben quedar cerrados solamente los interruptores de la diagonal correspondiente al circuito que se utilizará para el cierre de la LT 220 kV Cerro Navia- Nueva Lampa - Polpaico. Resto de interruptores deben quedar abiertos. Se incorpora en los planes A y B.
Transelec	135			Se observa que la isla de Chiloé no posee recursos específicos para iniciar la recuperación del servicio en caso de falla de la línea Pargua – Chiloé. Dada la condición aislada de esta zona, podría ser especialmente vulnerable a fallas de larga duración. Se sugiere promover la instalación de equipamiento de partida autónoma y capacidad de regulación de frecuencia con alguna de las centrales térmicas disponibles en la isla, además de complementar con equipamiento de vinculación disponible ya sea en S/E Chiloé, o en la futura subestación Nueva Ancud.		La isla de Chiloé actualmente no cuenta con recursos suficientes de generación que permitan formar una nueva área de recuperación de servicio que permita optimizar los actuales planes de recuperación en la zona. Sin perjuicio de ello, este Coordinador seguirá evaluando esta alternativa, considerando el desarrollo de las instalaciones de transmisión y generación en la zona.