
ESTUDIOS DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DEL SISTEMA MEDIANO PUNTA ARENAS

Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

marzo 2021

**Estudios de la Seguridad y Calidad de Servicio del Sistema Mediano Punta Arenas
Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar**

Documento preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	05-03-2021	Respuestas a Observaciones al Informe Preliminar	Carlos Alvear A. Hernán Barra C. Marcelo Cifuentes R. Pedro Gobantes F. Flavio Serey L.	Víctor Velar G.

Observaciones de EDELMAG S.A.

Descripción SM Punta Arenas

- 1) En el punto 3.1 del Informe Preliminar, se indica que la capacidad instalada de la Central Punta Arenas es de 18 MW. En la Tabla 3.2 Generación Central Punta Arenas, se presenta el detalle de las unidades generadoras.

Tabla 3.2 Generación Central Punta Arenas

Unidad	Central Punta Arenas			
	Marca	Tipo	Potencia (MW)	Tensión (kV)
Unidad 1	SULZER	MOTOR	1.400	3.300
Unidad 2	SULZER	MOTOR	1.400	3.300
Unidad 3	SULZER	MOTOR	1.400	3.300
Unidad 4	GE	TV	6.700	6.600
Unidad 5	GE	TV	6.700	6.600

Se indica que la Unidad 5 GE es el del tipo TV (Turbina Vapor) siendo que corresponde a una turbina del tipo TG (Turbina a Gas).

Solicitud

La Central Punta Arenas posee una capacidad instalada de 10.900 kW y en la siguiente tabla se identifican las unidades generadoras que componen la central, según lo establece el Informe Técnico Definitivo del Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams del Cuadrienio 2018 – 2022 de la Comisión Nacional de Energía.

Tabla 2: Unidades de la Central Punta Arenas (Sistema Punta Arenas)

Unidad	Potencia (kW)	Año de fabricación	Combustible
MD SULZER No 1	1.400	1955	Diésel
MD SULZER No 2	1.400	1955	Diésel
MD SULZER No 3	1.400	1959	Diésel
TG GE No 2 (Respaldo)	6.700	1968	GN
Total (kW)	10.900		

Se solicita corregir la capacidad instalada de la Central Punta Arenas y el tipo de unidad de la Turbina N°5.

La designación TG GE N°2 (Respaldo) corresponde a la indicada en el Informe Preliminar como Unidad 5 de la Central Punta Arenas.

La Turbina N°4 indicada en la Tabla 3.2 del Informe Preliminar, fue dada de baja el 31 de diciembre de 2013. La razón que justificó la baja se fundamentó en la obsolescencia técnica de sus componentes principales, los que presentan gran deterioro e hicieron inviable la reparación y operación confiable.

Respuesta 1:

Se corrigió la capacidad instalada de la Central Punta Arenas y, en la Tabla 3.2, se eliminó la Unidad 4 y se corrigió el tipo de la Unidad 5. Resulta pertinente destacar que la eliminación de la Unidad 4 no afecta a los resultados de los estudios, ya que en ninguno de los escenarios de operación analizados se consideró despachada esta unidad.

Escenarios de Operación Base

- 2) Respecto de los despachos de generación definidos como referencia y que consideraron los datos de generación real proporcionados por Edelmag para el periodo julio 2019 y junio 2020, podemos comentar que en el periodo mencionado se produjo el despacho de la Turbina Hitachi como unidad base aproximadamente por 2 meses (enero – febrero de 2020) al presentarse una condición excepcional de operación N-1 (Falla Turbina Solar Mars N°4).

En el punto 4.2 del Informe Preliminar, se presentan los escenarios de operación base del año 2021 preparados para realizar los estudios.

Respecto del escenario de Demanda Máxima 2021 que considera máxima generación ERNC, se aprecia un alto nivel de reserva de potencia activa de subida (19,3 MW) dado por la cantidad de unidades térmicas en servicio. Al incluir el ingreso del nuevo Parque Eólico Vientos Patagónicos según el Plan de Expansión que estableció el Informe Técnico Definitivo del Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams del Cuadrenio 2018 – 2022 de la Comisión Nacional de Energía y con el objetivo de optimizar los costos de operación del sistema, se estimaba que con tres unidades térmicas más la generación de los parque eólicos, era suficiente para abastecer la demanda máxima del sistema.

Respecto del escenario de Demanda Máxima del año 2021 que no considera generación ERNC, se incorpora la operación de la Turbina Hitachi N°1 de la Central Tres Puentes. La Turbina Hitachi N°1 cuya potencia nominal es de 24 MW, equivalente a una potencia térmica de 103,63 MWt, supera los límites máximos de emisiones que establece el Decreto 13/2011 del Ministerio del Medio Ambiente referido a la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas. Adicionalmente y por un tema vigente, la Turbina Hitachi no puede ser despachada más de 876 horas en el año calendario 2020, ya que dicha acción fue presentada en el Programa de Cumplimiento (PdC) actualmente en ejecución, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 30/2013, del Ministerio del Medio Ambiente que Aprueba Reglamento sobre Programas de Cumplimiento, Autodenuncia y Planes de Reparación, aprobado el 24 de agosto de 2020 por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA), a través de la Resolución Exenta RES. EX. N°7/ROL F-007-2020.

El mencionado PdC fue presentado por EDELMAG a la SMA, en el contexto de proceso sancionatorio iniciado por infracciones de la Turbina Hitachi al Decreto 13/2011, del Ministerio del Medio Ambiente.

Por lo anterior, EDELMAG considera la operación de la Turbina Hitachi sólo en condición de contingencia severa y/o emergencias (condición N-2). Mayores antecedentes se presentan en el ANEXO I INFORME TÉCNICO Y CONDICIONES OPERACIONALES UNIDADES GENERADORAS EDELMAG S.A. e informado mediante carta N°1522/2020 de fecha 23 de octubre de 2020.

Respecto de los escenarios de Demanda Media y Demanda Mínima, se incorpora la operación de la turbina N°5 de la Central Punta Arenas. Dada la antigüedad de la unidad (fabricada en el año 1968), presenta limitaciones técnicas de potencia de despacho hasta 4 MW y en el mercado no se encuentran repuestos. Por lo anterior, Edelmag considera su operación como unidad de apoyo ante contingencias severas o fallas de la línea de transmisión de 66 kV. Mayores antecedentes se presentan en el ANEXO I INFORME TÉCNICO Y CONDICIONES OPERACIONALES UNIDADES GENERADORAS EDELMAG S.A.

Solicitud

Considerar los escenarios de operación base del año 2021 que se presentan en la siguiente tabla, que se ajustan en mayor medida a la operación real del SM Punta Arenas y según la experiencia de despacho de Edelmag.

Central	Unidad	Pnom MW	Pmin MW	Dmax 2021								DMed 2021				DMin 2021					
				ERNC Max				ERNC Min				ERNC Max				ERNC Min					
				P MW	Res + MW	Res - MW	P/Nom	P MW	Res + MW	Res - MW	P/Nom	P MW	Res + MW	Res - MW	P/Nom	P MW	Res + MW	Res - MW	P/Nom		
PE Vientos Patagónicos	-	10,35	-	10,35					0,00					10,35				0,00			
PE Cabo Negro	-	2,55	-	2,55					0,00					2,55				0,00			
Tres Puentes	U1	24,00	10,0																		
	U4	10,00	4,0						7,60	2,40	3,60	76,0%									
	U5	2,72	1,0						1,50	1,22	0,50	55,1%									
	U7	15,00	5,0	12,50	2,50	7,50	83,3%	13,50	1,50	8,50	90,0%	8,50	6,50	3,50	56,7%	8,40	6,60	3,40	56,0%		
	U8	10,50	2,0	6,20	4,30	4,20	59,0%	8,00	2,50	6,00	76,2%										
Punta Arenas	U5	6,70	1,0	12,50	2,50	7,50	83,3%	13,50	1,50	8,50	90,0%	8,50	6,50	3,50	56,7%	8,40	6,60	3,40	56,0%		
TOTAL				44,10	9,30	19,20		44,10	9,12	27,10		29,90	13,00	7,00		16,80	13,20	6,80			

Respuesta 2:

Como se describe en el Punto 4.2 del informe, los despachos de los escenarios base se definieron considerando los criterios de reserva utilizados actualmente en la programación de la operación, lo que incluye mantener una reserva en giro mínima de 10 MW tanto de subida como de bajada. Ahora bien, si se consideran los requerimientos de reserva para CPF y CSF determinados en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (ECFyDR) para los primeros doce meses de operación del Parque Eólico Vientos Patagónicos, que arrojan montos mínimos de reserva en giro (RCPF + RCSF por variaciones intrahorarias de generación ERV) de +6.0/-5.5 MW (Ver respuesta N°4), efectivamente sería factible operar con los despachos que se indican en la tabla incluida en la Solicitud.

Por lo anterior, en el Informe Final se agregaron los escenarios base indicados en la Solicitud y se realizaron análisis adicionales considerando escenarios con menor reserva, tanto en el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (ECTyRPR), como en el Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones (EVCP). En el caso del ECFyDR, el Informe Preliminar publicado incluye la verificación de las condiciones más exigentes considerando los requerimientos mínimos de reserva determinados. Sin embargo, se debe recalcar que los estudios realizados por el Coordinador no se limitan solo a los escenarios más representativos de la operación, sino que también se consideran los escenarios con menos probabilidad de ocurrencia que involucran a las unidades disponibles para la operación del SM, y que podrían causar un mayor impacto en el sistema. Lo anterior tiene la finalidad de verificar la robustez que tiene el sistema para distintas condiciones de operación.

Con respecto a los antecedentes que se mencionan relacionados con las restricciones que afectarían la operación y despacho de la Turbina Hitachi N°1 de la Central Tres Puentes y la Turbina N°5 de la Central Punta Arenas, se aclara que estos no fueron conocidos por el Coordinador a la fecha de inicio del Estudio.

Sin perjuicio de lo anterior, y de las restringidas condiciones bajo las cuales estas unidades operarían, se hace notar que la U1 de la Central Tres Puentes corresponde a la mayor unidad generadora del sistema y, por lo tanto, es necesaria su inclusión en los escenarios analizados para verificar la estabilidad de la frecuencia del sistema ante la desconexión de esta unidad. Por otro lado, respecto de la U5 de la Central Punta Arenas, su inclusión en los escenarios analizados en el ECTyRPR para el año 2024 permite evitar la sobrecarga del transformador N°5 de 66/11.5 kV de Central Tres Puentes, y además resulta relevante por el requerimiento de inyección de potencia reactiva que produce la desconexión de esta unidad sobre las unidades de la Central Tres Puentes. Cabe señalar que la inclusión de la U1 de la Central Tres Puentes y de la U5 de la Central Punta Arenas en los escenarios base analizados permitió además verificar la coordinación de las protecciones de estas unidades en el EVCP.

Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas

- 3) La Metodología de Análisis establece que la reserva para el Control Primario de Frecuencia de subida es aquella reserva que minimiza el costo total de operación, considerando por una parte el mayor costo de operación derivados de la operación de las unidades generadoras fuera del óptimo económico para contar con esta reserva y, por otra parte, los costos de la energía no suministrada (ENS) de corta duración en que se debería incurrir de no contar con dicha reserva.

El Informe Preliminar sólo presenta los Costos de Operación Anual para el periodo 2021 – 2024 resultante del programa de operación para el SM Punta Arenas, en función de distintos niveles de reserva para CPF. Edelmag no tuvo acceso a los datos de entrada del modelo de operación económica.

Solicitud

Edelmag solicita acceso a los detalles y anexos con que se determinó el Costo de Operación del sistema para el periodo 2021 – 2024, como, por ejemplo, el costo de combustible utilizado, las potencias de las unidades de generación, los bloques de operación utilizados, el programa de mantenimiento mayor considerado y otros parámetros relevantes que consideró el Coordinador Eléctrico Nacional.

Respuesta 3:

Se incluyeron los datos solicitados dentro del Anexo 6.1 del Informe Final.

Resumen General de Reservas CPF y CSF

- 4) El Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, establece los siguientes requerimientos de reserva para CPF y CSF.

Tabla 4.13 Resumen de Reservas para CPF y CSF

Tipo de Reserva	Subcategoría	Criterio	Reserva	Reserva Total [MW]
RCPF	RCPF +	Óptimo económico CO _p +CENS (NTSSMM)	4.0 [MW]	+4.0 / -3.5 [MW]
	RCPF -	Desconexión del mayor alimentador del SM	3.5 [MW]	
RCSF	RCSF+/RCSF-	Error de Previsión (NTSSMM)	± 4.2 [MW]	± 4.4 [MW]*
		Variaciones Intrahorarias de Generación ERV ($\Delta G_{10 \text{ min}}$)	± 1.3 [MW]	

Solicitud

Edelmag solicita aclarar si la reserva total determinada para el SM Punta Arenas es la suma de la RCPF y RCSF, o corresponde al mayor valor presentado en la tabla, que en este caso correspondería a ±4,4 MW (RCSF).

Respuesta 4:

La operación del SM de Punta Arenas debe contar con una reserva total equivalente a la suma de la RCPF y RCSF para cubrir tanto los requerimientos frente a contingencias, la variabilidad de la generación ERV y los errores de previsión.

Considerando que los requerimientos de RCSF fueron estimados para la operación conjunta de los parques eólicos Cabo Negro y Vientos Patagónicos solo en base a los registros de operación real del primero de ellos, se recomienda que en los primeros doce (12) meses de operación del Parque Eólico Vientos Patagónicos (hasta contar con registros de operación real con ambos parques en servicio) se disponga de un margen que permita operar de forma segura. Considerando un factor conservador de seguridad de 1.5, tanto para la componente de la generación ERV del error de previsión como para las variaciones intrahorarias de generación ERV, los requerimientos de RCSF son:

Tipo de Reserva	Subcategoría	Criterio	Reserva	Reserva Total [MW]
RCSF	RCSF+/RCSF-	Error de Previsión (NT de SSMM)	± 5.2 [MW]	± 5.6 [MW]
		Variaciones Intrahorarias de Generación ERV ($\Delta G_{10 \text{ min}}$)	± 2.0 [MW]	

La reserva en giro debe abarcar al menos los requerimientos de RCPF (+4.0 y -3.5 MW) y RCSF asociada a las variaciones intrahorarias de Generación ERV. Por lo tanto, el requerimiento de reserva en giro recomendado para los primeros doce meses de operación del Parque Eólico Vientos Patagónicos es de +6.0MW/-5.5MW. El monto restante para cubrir el total del RCSF, es decir, los ±3.6 MW (5.6-2.0 MW), puede estar contenido tanto en la reserva en giro como en la reserva pronta, esta última asociada a unidades que pueden ser despachadas rápidamente para restablecer los márgenes de reserva primaria y secundaria para variaciones de la generación variable.

Una vez que se cuente con una estadística de doce meses de operación real con ambos parques eólicos en servicio, se validarán o corregirán los requerimientos de RCSF de la Tabla 1.1 del informe en base a

dichos registros, para su aplicación durante el resto del horizonte del estudio, es decir, hasta el año 2024 inclusive.

Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva

- 5) Respecto de los escenarios analizados y que se presentan en la siguiente tabla, estos consideran la operación del motor Caterpillar N°5 de la Central Tres Puentes y turbina GE N°5 de la Central Punta Arenas por lo que su estado de servicio tiene relevancia en los resultados obtenidos.

Tabla 4.17 : Descripción de los escenarios analizados.

Escenario	Año	Característica
Esc 1 – D _{máx} ERV máx	2021	Demanda máxima, máxima generación eólica, U5 CTP E/S
Esc 2 – D _{máx} ERV min		Demanda máxima, nula generación eólica, U5 CTP E/S
Esc 3 – D _{med} ERV máx		Demanda media, máxima generación eólica, U5 Pta Arenas E/S
Esc 4 – D _{min} ERV min		Demanda mínima, mínima generación eólica, U5 Pta Arenas E/S
Esc 5 – D _{máx} ERV máx	2024	Demanda máxima, máxima generación eólica, U5 Pta Arenas E/S
Esc 6 – D _{máx} ERV min		Demanda máxima, nula generación eólica, U5 Pta Arenas E/S

Respecto a las contingencias, se analizó la desconexión de elementos que implican una mayor exigencia al sistema en términos de requerimientos de potencia reactiva en los distintos escenarios de operación y que se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4.20 : Contingencias analizadas.

Contingencia
Unidad 5 Caterpillar
Unidad 5 Central Punta Arenas
PE Cabo Negro
PE Vientos Patagónicos
Alimentador 2 (S/E Pta. Arenas)

En el punto 4.5.3.1 Control de Tensión en Alimentador 6, se indica que es necesario realizar un control de tensión del alimentador pensando en las distintas condiciones operativas del parque Cabo Negro, para esto es posible ajustar la posición del Tap del transformador regulador existente en el alimentador entre las posiciones -2 y -1 cuando el parque está en servicio y entre -5 y -3 cuando el parque está fuera de servicio, esto dependiendo del nivel de demanda del alimentador.

Solicitud

Edelmag solicita aclarar la justificación de la relevancia de la operación del motor Caterpillar N°5 de la Central Tres Puentes y Turbina N°5 de la Central Punta Arenas en los distintos escenarios

analizados. Según el punto 2.1 de este informe, la turbina N°5 de la Central Punta Arenas opera como unidad de apoyo ante contingencias severas o fallas de la línea de transmisión de 66 kV.

Respecto de las contingencias, Edelmag solicita analizar la desconexión de unidades generadoras que implican una mayor exigencia, como, por ejemplo, la detención de una turbina Solar Titan de 15 MW que opera como unidad base.

La experiencia de Edelmag, indica que la desconexión del motor Caterpillar N°5 de la Central Tres Puentes o Turbina N°5 de la Central Punta Arenas, no representaron mayores exigencias al sistema eléctrico, a diferencia de las unidades base (U4, U7, U8 y U9).

El actual regulador instalado en el Alimentador 6, no posee comandos a distancias para ajustar la posición del Tap, por lo que no es posible cumplir con lo indicado en el punto 4.5.3.1.

Respuesta 5:

De acuerdo con la información recibida respecto a la operación del SM de Punta Arenas en términos de control de tensión se tiene que, este sistema contempla el control de la tensión de la barra de 11.5 kV de la S/E Tres Puentes, con el aporte de unidades de la Central Tres Puentes (U1, U4, U7, U8 y U9), en función de su capacidad. En línea con lo anterior, en la base de datos recibida para la realización de los estudios existe modelado un control conjunto de tensión sobre la S/E ya descrita y que involucra a las unidades generadoras mencionadas. Entonces, en estas condiciones se tiene que ante la falla de cualquier unidad de la Central Tres Puentes ubicadas en la barra de 11.5 kV (U1, U4, U7, U8 y U9), son principalmente las unidades restantes las que se distribuyen el aporte de la unidad fallada, sumado a lo anterior este aporte es entregado en el mismo nodo, no existiendo requerimientos adicionales al resto del sistema.

Por otro lado, si se considera la falla de la unidad 5 de la Central Tres Puentes ubicada en la S/E Tres Puentes 13.2 kV, se tiene que al estar en un nodo distinto al que están ubicadas las unidades U1, U4, U7, U8 y U9, sí se producen requerimientos adicionales de potencia reactiva post contingencia sobre este conjunto de unidades y es esta la razón por la que se considera esta contingencia en el Estudio.

No obstante, lo anterior, en el Informe Final se incluyen contingencias de unidades generadores de mayor capacidad, según lo solicitado en la observación.

En cuanto a lo descrito sobre la operación de Unidad 5 de la Central Punta Arenas, en el Informe Final se reformulan algunos escenarios, considerando también lo descrito en la observación 2, manteniendo esta unidad generadora solamente en dos escenarios con el objeto de mostrar el efecto que trae la falla en el sistema en términos de requerimientos de potencia reactiva y para subsanar sobrecargas en el transformador N°5 de S/E Tres Puentes.

Finalmente, considerando lo informado para el transformador regulador del Alimentador 6, en el Informe Final se incluye un análisis en función de la referencia de tensión del segundo transformador regulador proyectado para este alimentador, para complementar los resultados y que estos cumplan con las características reales de operación de dicho transformador.

Observaciones de Vientos Patagónicos SpA

Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas

- 1) Con el propósito de analizar diferentes escenarios de operación del conjunto de instalaciones del Sistema Mediano de Punta Arenas, se solicita:
 - Incluir en el Estudio, un caso de mínima generación ERNC (ERNC Min) para el escenario de operación base del año 2021, que considere la inyección de generación renovable del Parque Eólico Vientos Patagónicos.
 - Incluir en el Estudio, un caso escenario de mínima generación ERNC (ERNC Min) para el escenario de operación base del año 2024, que considere la inyección de generación renovable del Parque Eólico Vientos Patagónicos.

Respuesta 1:

Los escenarios de operación analizados en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas cumplen con el objetivo principal del mismo, siendo este, analizar el comportamiento del SM de Punta Arenas frente a las contingencias más exigentes desde el punto de vista de la estabilidad de frecuencia y cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio de la NT.

Estas contingencias corresponden a pérdida de unidades de generación sincrónica con mayor despacho probable de potencia activa, lo que representa pérdida de inercia en el sistema. Todo lo anterior, en escenarios de operación en los que la reserva de potencia disponible se ajusta al mínimo requerimiento determinado a partir del análisis económico.

Dicho lo anterior, se considera que los escenarios propuestos, si bien son interesantes desde un punto de vista operacional, para el análisis que debe realizarse dentro del marco que establece la normativa, no representan condiciones que impongan mayores exigencias que los ya analizados en este estudio.

Estudio de Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)

- 2) Con el propósito de analizar diferentes escenarios de operación del conjunto de instalaciones del Sistema Mediano de Punta Arenas, se solicita:
 - Incluir en el Estudio, un caso de mínima generación ERNC (ERNC Min) para el escenario de operación base del año 2021, que considere la inyección de generación renovable del Parque Eólico Vientos Patagónicos.
 - Incluir en el Estudio, un caso escenario de mínima generación ERNC (ERNC Min) para el escenario de operación base del año 2024, que considere la inyección generación renovable del Parque Eólico Vientos Patagónicos.

Respuesta 2:

El estudio de EDAC se encuentra en directa relación con los análisis efectuados en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas y en función de que los escenarios analizados en este último son los más exigentes desde el punto de la respuesta de la frecuencia, estos mismos escenarios se emplean para los análisis de operación del EDAC (ver Respuesta 1).

- 3) Se solicita corroborar y verificar los umbrales de operación por sobrefrecuencia del Parque Eólico Vientos Patagónicos, que fueron considerados en el Estudio.

Respuesta 3:

Para el PE Vientos Patagónicos se consideró que su protección de sobrefrecuencia debe cumplir con lo establecido en el artículo 3-6 de la Norma Técnica de SSMM, esto es, que para frecuencias entre los 51.5 Hz y 52.0 Hz podría desconectarse opcionalmente y que, sobre los 52.0 Hz, su desconexión es forzosa. En ese sentido, los análisis efectuados en el estudio de Control de Frecuencia y el Estudio de EDAC tienen por objetivo que la respuesta de la frecuencia evite alcanzar niveles que eventualmente provoquen su desconexión.

Sin embargo, en algunas de las contingencias de generación analizadas y por efecto de la actuación del EDAC, la frecuencia llega en ciertos casos a niveles por sobre los 52.0 Hz. Por tal motivo, es que en el Estudio de EDAC se hace una propuesta de modificación que permita evitar el riesgo de salida de unidades de generación por sobrefrecuencia.

Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva

- 4) Se solicita verificar el ajuste de tap de los siguientes transformadores de poder, que fueron considerados en el Estudio:
- Transformadores N°1, N°2 y N°3 de aerogeneradores.
 - Transformador N°1 de Central Tres Puentes.
 - Transformador N°6 de Central Punta Arenas.

Respuesta 4:

En los análisis realizados para el Informe Final se consideraron las posiciones actuales de los taps de los transformadores mencionados, que de acuerdo con lo informado por EDELMAG y ENAP son las siguientes:

- *Transformadores N°1, N°2 y N°3 de aerogeneradores: posición +2 (24.150 V).*
- *Transformador N°1 de Central Tres Puentes: posición 2 (23.575 V).*
- *Transformador N°6 de Central Punta Arenas: posición 3 (23.000 V).*

- 5) Se solicita verificar y corregir el año 2018 y 2019 de títulos de las Tablas 4.21 y 4.22.

Respuesta 5:

Se corrige en Informe Final.

- 6) Se solicita verificar la consistencia de los requerimientos de potencia reactiva obtenidos en el Estudio, con los valores actuales de la operación real del Sistema Mediano de Punta Arenas.

Respuesta 6:

Según lo definido en la NTSyCS para SSMM “El Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la presente NT, mediante la utilización de los recursos de potencia reactiva existentes o proyectados para su instalación a corto plazo”. Para ello se utilizan escenarios de operación que resulten más críticos para la SyCS, los que se proyectaron justamente a partir de información real de la operación del sistema de Punta Arenas con el objetivo de que los resultados del Estudio sean representativos de condiciones esperadas en la operación real del sistema. En línea con lo anterior, y de acuerdo con la solicitud formulada en la Observación N°2 de EDELMAG S.A., se analizan escenarios adicionales que dan cuenta de la operación real del sistema, los que complementan a otros escenarios de mayor exigencia para el sistema, aunque de menor probabilidad de ocurrencia.

Observaciones de Pecket Energy S.A.

Antecedentes

- 1) Diagrama Unilineal Simplificado del SM de Punta Arenas, se solicita actualizar lo siguiente:
 - S/E Tres Puentes Paño E1 donde dice INGESUR, debe decir PEVP (Parque Eólico Vientos Patagónicos).
 - S/E Tres Puentes se debe agregar 52 E2 (pañó E2).
 - Se debe agregar línea 1x23 kV Vientos Patagónicos-Tres Puentes
 - Se debe agregar PEVP (Parque Eólico Vientos Patagónicos).

Respuesta 1:

En el diagrama unilineal simplificado que se presenta en la Figura 3.1 del informe, se reemplazó bajo el interruptor 52E1 “INGESUR” por “PEVP” y se agregó el interruptor 52E2. Cabe destacar que, si bien este diagrama no incluye la representación del PE Vientos Patagónicos, en el texto que precede al diagrama se indica el punto de conexión y la longitud de la línea de conexión de dicho parque.

- 2) Ampliaciones, si bien no se proyectan ampliaciones de generación y transmisión, el estudio no considera la instalación de un nuevo (segundo) regulador de tensión en el alimentador N°6, en la cola de este alimentador se encuentra conectado el Parque Eólico Cabo Negro. El objetivo de este equipo es levantar las actuales restricciones operacionales del Parque Eólico Cabo Negro.

Respuesta 2:

El Coordinador no tuvo conocimiento del proyecto mencionado al inicio del Estudio. No obstante, a partir de los nuevos antecedentes proporcionados por la empresa Pecket Energy S.A., para el Informe Final se actualizaron los análisis del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, considerando la incorporación del segundo regulador de tensión en el alimentador N°6 y la operación del Parque Eólico Cabo Negro en modo de control de tensión (modo PV).

Adecuación de la Base de Datos

- 3) No considera en la BD la incorporación de un segundo regulador de tensión en el alimentador N°6. En la cola de este alimentador se encuentra conectado el Parque Eólico Cabo Negro. El objetivo de este nuevo equipo es levantar las actuales restricciones de inyección de Potencia Activa del Parque Eólico Cabo Negro producto del control de tensión que debe realizar en el punto de conexión.

Respuesta 3:

Ver respuesta N°2.

- 4) Los cambios en los tap de los transformadores de los Aerogeneradores del PE Vientos Patagónicos, TR N°1 en S/E Tres Puentes y TR N°6 en S/E Punta Arenas, recomendados por el estudio pre-operacional de Control de Tensión realizado y ejecutados durante la etapa de Puesta en Servicio del PE Vientos Patagónicos, no se ven reflejados en la BD del estudio.

Respuesta 4:

El estudio al que se hace referencia no se tuvo como antecedente al inicio del Estudio. Los taps considerados en el Informe Preliminar para los transformadores mencionados corresponden a los ajustados en la base de datos provista por EDELMAG para los escenarios correspondientes a la condición de operación normal con la línea de 66 kV Tres Puentes – Punta Arenas en servicio. No obstante, en la actualización del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva realizada para el Informe Final se consideraron los taps actuales de dichos transformadores informados por EDELMAG y ENAP.

Escenarios de Operación

- 5) De acuerdo a lo señalado en el estudio, en cuanto a control de tensión del alimentador N° 6 que involucra al PE Cabo Negro y sus distintas condiciones operativas, no se considera en el estudio la simulación con el segundo regulador de tensión.

Respuesta 5:

Ver respuesta N°2.

- 6) Se indica que para todos los escenarios de operación analizados se consideró que las unidades de los parques eólicos opera en modo control de potencia reactiva (PQ). Sin embargo, el PE Cabo Negro opera desde su conexión al SM de Punta Arenas en modo control de tensión (PV).

Respuesta 6:

El supuesto de operación en modo PQ de los parques eólicos se adoptó para obtener resultados más conservadores en el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva (ECTyRPR), desde el punto de vista de los requerimientos de inyección y absorción de potencia reactiva por parte de las unidades sincrónicas. No obstante, en el Informe Final se actualizaron los análisis del ECTyRPR

considerando la operación del Parque Eólico Cabo Negro en modo PV, de acuerdo con lo informado por Pecket Energy S.A. (ver respuesta N°2).

Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas

- 7) Los escenarios de operación base se realizaron utilizando los criterios actuales de EDELMAG, por lo que al generar los escenarios de demanda mínima no se despachó el PE Vientos Patagónicos. Por otro lado, al realizar el estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, el despacho fue determinado usando Plexos. Se solicita indicar si existen escenarios con vertimiento de generación eólica, en que condiciones de operación ocurre, por cuanto tiempo y cuanta energía se estima que será vertida durante la operación hasta el 2024.

Respuesta 7:

Los escenarios analizados en el Estudio de Control de Frecuencia tienen por objetivo verificar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecido en la NT de SSMM, en las condiciones operacionales más exigentes desde el punto de vista de la estabilidad de frecuencia, esto es, escenarios de inercia baja (número reducido de unidades sincrónicas), pérdida de montos altos de generación y consumo, y reserva de potencia ajustada al mínimo monto determinado mediante un análisis económico que conjuga dicha reserva respecto de la energía no suministrada esperada.

Considerando lo anterior, los escenarios descritos en cuanto a la determinación de la energía vertida, el tiempo en que se daría esa condición, y, en general, cualquier aspecto relacionado con despacho económico, exceden los alcances del estudio.

- 8) No existe claridad de restricciones de despacho de generación eólica para demanda máxima media y mínima, bajo los nuevos indicadores de reserva primaria de frecuencia. En la tabla 4.1 escenario base que corresponde al despacho según los criterios actuales de operación se establece un despacho máximo de generación eólica para demanda máxima y media y cero para demanda mínima, lo que es considerado como condición extrema para generación de energía renovable (no queda claro a que se refiere con condición extrema). Se debe señalar que tan representativos de la operación proyectada son los escenarios seleccionados para el análisis de estabilidad. ¿Cuál es la probabilidad de ocurrencia durante un año?

Respuesta 8:

Como se indica en la respuesta 7, uno de los objetivos del estudio de Control de Frecuencia es verificar el cumplimiento de los criterios de seguridad y de calidad de servicio indicados en la NT de SSMM, para aquellas condiciones de operación más exigentes (mínima inercia, montos altos de generación sincrónica desconectada, la que representa además pérdida de inercia, montos de reserva de potencia activa equivalente al mínimo requerido). La frecuencia con que estos escenarios se puedan presentar o si son representativos de escenarios normales de operación no condiciona las conclusiones y recomendaciones de los análisis.

Estudio de EDAC

- 9) En la Tabla 4.16, página 36, se indican la sobrefrecuencia que alcanza el sistema con la modificación propuesta para los EDAC. Al respecto, se solicita corroborar los umbrales de operación de sobrefrecuencia establecidos para el PE Cabo Negro y PE Vientos Patagónicos.

Respuesta 9:

La información disponible en la BD Digsilent indica que la protección de sobrefrecuencia del PE Cabo Negro tiene ajustado un umbral de 51.0 Hz y un tiempo de 200 ms. Se hace notar que estos ajustes no cumplen lo establecido en el Artículo 3-6 de la NT, el cual exige que entre 48.5 Hz y 51.5 Hz las unidades y parques generadores deben permanecer conectados. Por lo tanto, en el Informe Final se recomienda modificar dichos ajustes de manera que se cumplan las exigencias de la NT.

En el caso del PE Vientos Patagónicos se consideró que su protección de sobrefrecuencia debe cumplir con lo establecido en el artículo 3-6 de la Norma Técnica de SSMM, esto es, que para frecuencias entre los 51.5 Hz y 52.0 Hz podría desconectarse opcionalmente y que, sobre los 52.0 Hz, su desconexión es forzosa. En ese sentido, los análisis efectuados en el estudio de Control de Frecuencia y el Estudio de EDAC tienen por objetivo que la respuesta de la frecuencia evite alcanzar niveles que provoquen la desconexión indeseada de unidades generadoras, objetivo al cual apunta precisamente la modificación propuesta para el EDAC.

- 10) El PE Vientos Patagónico actualmente tiene la capacidad de mantener reserva primaria de frecuencia negativa al reducir su potencia frente a condiciones de sobrefrecuencia. Actualmente este control no se encuentra habilitado. Sin embargo, se consulta si fue estudiada su habilitación y sus repercusiones en la modificación de la protección de sobrefrecuencia del PE Cabo Negro. De esta manera, quizás se podría conseguir los cumplimientos normativos y evitar la desconexión del PE Cabo Negro.

Respuesta 10:

Los estudios consideran el equipamiento, capacidades de control y ajustes actualmente en servicio, por lo que la habilitación mencionada no fue estudiada. La habilitación de la función HFRT en el PE Vientos Patagónicos podría contribuir, en efecto, a atenuar los fenómenos de sobrefrecuencia.

La influencia de la acción del HFRT del PE Vientos Patagónicos sobre la desconexión del PE Cabo Negro producto de la operación de la protección de sobrefrecuencia, estará dada por la reducción de la potencia activa producida por la acción de los controles. Para poder verificar y eventualmente recomendar su habilitación, se requiere de la realización de diversos análisis que requieren previamente de una homologación del modelo de planta del parque que considere dicho control. Una vez que se cuente con la mencionada homologación, en la próxima versión del estudio se tendrá en cuenta la acción del HFRT del PE Vientos Patagónicos,

No obstante, se recalca que, independiente de la eventual habilitación del control HFRT del PE Vientos Patagónicos, los ajustes de la protección de sobrefrecuencia del PE Cabo Negro deben cumplir las exigencias del Artículo 3-6 de la NT.

11) Otras observaciones: Tabla 4.16 señala PE Cabo Negro con potencia de 2.6 MW. Debe decir 2.55 MW

Respuesta 11:

La tabla 4.16 indica una potencia del PE Cabo Negro con 2.6 MW dado que los valores se muestran con valor decimal. Se agrega nota explicativa.

Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva

12) Según el Informe Técnico “Estudio Pre-Operacional Parque Eólico Vientos Patagónicos – Control de Tensión” existen una serie de condiciones operacionales que fueron implementadas actualmente en el Sistema de Punta Arenas. Se solicita confirmar que estas condiciones hayan sido reflejadas en el estudio:

- Se debe verificar que los tap ajustados en los transformadores del SM Punta Arenas son coherentes con las utilizadas en la BD. En la BD se encuentran ajustados todos los tap de transformadores en su posición central.
- Actualmente el PE Vientos Patagónicos se encuentra la mayor parte del tiempo operando con una consigna de 0 MVAR en modo PQ, ya que EDELMAG establece no disponer con los recursos para entregar los reactivos consumidos por la línea del parque eólico cuando este se encuentra en servicio. Las simulaciones establecen una inyección de aproximadamente 2.5 MVAR desde la central Tres Puentes hacia la central Vientos Patagónicos, es necesario confirmar que esta es una operación posible desde un aspecto técnico y económico que permitiría reducir la tensión en el punto de conexión del PE Vientos Patagónicos.

Respuesta 12:

- *En los análisis realizados para el Informe Final se consideraron las posiciones actuales de los taps de los transformadores mencionados, que de acuerdo con lo informado por EDELMAG y ENAP son las siguientes:*
 - *Transformadores N°1, N°2 y N°3 de aerogeneradores: posición +2 (24.150 V).*
 - *Transformador N°1 de Central Tres Puentes: posición 2 (23.575 V).*
 - *Transformador N°6 de Central Punta Arenas: posición 3 (23.000 V).*
- *En el ECTyRPR del Informe Final se considera el PE Vientos Patagónicos operando en modo PQ con $Q=0$ en todos los escenarios analizados en los que este se encuentra en servicio. En estas condiciones no se encontraron problemas en cuanto a los recursos para el aporte de potencia reactiva desde la S/E Tres Puentes, ni tampoco niveles de tensión fuera de lo definido en la NT, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.*

13) Se solicita que el estudio del coordinador verifique la condición de operación real del sistema y entregue criterios para su operación óptima, indicando que generadores deberán encargarse del control de reactivos del sistema.

Respuesta 13:

Según lo definido en la NTSyCS para SSMM “El Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la presente NT, mediante la utilización de los recursos de potencia reactiva existentes o proyectados para su instalación a corto plazo”. Para ello se utilizan escenarios de operación que resulten más críticos para la SyCS, los que se proyectaron justamente a partir de información real de la operación del sistema de Punta Arenas con el objetivo de que los resultados del Estudio sean representativos de condiciones esperadas en la operación real del sistema. Lo anterior incluye la definición de los generadores que se encargan del control de tensión, los que fueron informados al Coordinador al inicio del Estudio y, según lo establecido en el informe, son suficientes para dar cumplimiento a los requerimientos de la NT en términos de control de tensión. En consecuencia, el estudio verifica que en las condiciones de operación representativas se cumple con los requerimientos normativos para el debido control de tensión.

14) De acuerdo a lo revisado, el proyecto de instalación de un nuevo (segundo) regulador de tensión en el alimentador 6, donde se conecta el PE Cabo Negro, no fue considerado en el estudio.

Respuesta 14:

En el Informe Final se incluye un análisis considerando este transformador regulador en servicio.

15) Otras observaciones: Nombre Tabla 4.21 dice: 2018, debe decir 2021. Nombre Tabla 4.22 dice 2019 debe decir: 2024.

Respuesta 15:

Se corrige en Informe Final.

Estudio Coordinación de protecciones

16) Respecto a contingencias en la línea 23kV PEVP – Tap Off 23 kV se menciona que existen descoordinación de respaldo frente a una falla monofásica tras la operación de la función de sobre corriente en la cabecera del alimentador 6. Tras la revisión de la BD esto parece ocurrir debido al retorno de corriente residual a través de las cargas del alimentador. Esto significa que este fenómeno es percibido debido a la utilización del método “completo” para el cálculo de cortocircuito y no es detectado cuando se realiza por medio de otros como la IEC 60909.

Es en este contexto que los resultados que tengan relación con este fenómeno deberán validar el modelo de las cargas utilizados, y podría ser necesario utilizar el modelo completo de los alimentadores simplificados con tal de verificar correctamente que esto no ocurra en otros alimentadores.

Adicionalmente este fenómeno ocurre solamente en los alimentadores 6 y 11 cuando el transformador N°2 se encuentra operativo. Cuando estos son alimentados a través del transformador N°6 esto no ocurre debido a la estrella no aterrizada del devanado de 11.5 kV, imposibilitando la circulación de corriente de secuencia cero.

Es importante señalar que el único aporte desde el alimentador numero 6 hacia el sistema corresponde al PE Cabo Negro, esta central tiene grupo de conexión Dyn1 por lo que no aporta corriente residual al sistema frente a cortocircuitos a tierra. Bajo esta condición la operación de protecciones residuales tiene relación con el modelamiento de las cargas.

Respuesta 16:

Efectivamente, las descoordinaciones en respaldo que involucran a los alimentadores N°6 y N°11 se deben al aporte de corriente residual desde los alimentadores hacia la falla a tierra (1F-0,1F-25,2FT-0). La explicación de este fenómeno está dada por la combinación de dos factores: el modelamiento de las cargas de dichos alimentadores (3PH PH-E) y el método de cálculo de cortocircuito (método completo). El método completo de cortocircuito (a diferencia del IEC 60909), toma en consideración el aporte de todos los elementos del sistema, incluyendo los shunt. Por lo tanto, y teniendo en cuenta que las descoordinaciones señaladas son únicamente de Respaldo, sería recomendable que el operador principal del SM de Punta Arenas verificara la pertinencia de este modelamiento y de acuerdo con su criterio, procediera en consecuencia. Se incorporó esta explicación y recomendación en el punto 4.7.6 del Informe Final. Además, se agregó una frase en el punto 4.7.2 (Metodología) señalando que el método utilizado considera el aporte de corriente residual de las cargas modeladas como “3PH PH-E” e indicando cuáles son los alimentadores que utilizan dicho modelo.

17) En el informe se señala que: “Fallas 1F-25 próximas a los interruptores de los alimentadores N°6, y N°11. Esta descoordinación involucra a los sistemas de protección de corriente asociados a los alimentadores ya señalados y las protecciones de corriente (función 50G) asociadas al Transformador N°1 C.T.P. Notar que, en todo caso, las fallas son correctamente despejadas por las protecciones principales de los alimentadores. Se observa que la descoordinación señalada se presenta en los escenarios 01,02 y 03.”

El pick up del elemento 50G es de 2800 A, por cuanto no tiene sensibilidad para fallas en los alimentadores 6 y 11. Al parecer la descoordinación de elementos de respaldo tiene relación con la operación del elemento 51G asociado al 52DT1, descoordinación que no debiera ocurrir por cuanto el elemento 52DT1 este direccionado forward (Hacia el transformador T1).

Respuesta 17:

En los análisis finales se consideró la direccionalidad del elemento 52DT1.

18) Otras Observaciones: Tabla 4.35 Transformadores de Medida 52EL1_PEVP son TTCC 300-600/5

Respuesta 18:

Se acogieron y corrigieron en la versión final del estudio.