

Comité de Estudio C1 – Desarrollo y Economía del Sistema

**INTEGRACIÓN DE LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS EN LA REGIÓN DE
AYSÉN AL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL**

S. MEDINA*
Transec
Chile

F. VERA
Transec
Chile

A. ALEGRÍA
Transec
Chile

Resumen – La Región de Aysén, ubicada en la zona austral de Chile, cuenta con grandes recursos hídricos, los que por su lejanía con el centro de carga y la oposición ante el posible impacto ambiental causado por su explotación, no han podido ser utilizados para el beneficio del sistema eléctrico. Inyectar las magnitudes de energía que se pueden extraer de estos proyectos, al Sistema Interconectado Central (SIC), implica realizar importantes inversiones en las líneas de transmisión, las que, por las características geográficas del proyecto, condicionan a explorar tecnologías poco convencionales para la realidad chilena, como lo es la transmisión High Voltage Direct Current (HVDC).

El objetivo de este estudio, comprende la comparación técnico-económica de distintas propuestas para la integración del potencial energético de la región de Aysén al SIC. El estudio tiene una visión de mediano-largo plazo, considerando un periodo de estudio 2025-2037, donde se contempla el desarrollo de una solución de transmisión lo suficientemente robusta como para integrar los grandes volúmenes de energía provenientes de Aysén, otros proyectos de generación en la zona Centro y Sur del SIC y el crecimiento proyectado de la demanda, manteniendo los criterios de seguridad y suficiencia establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio chilena (NTSyCS).

Se identifica que si no se concretan grandes proyectos de generación en el SIC-Sur, la energización en 500 kV de la infraestructura en la zona no se justifica, de modo que la inyección de potencia directa en el centro de carga es la que presenta mejores beneficios tanto sistémicos como económicos.

Palabras clave: Planificación de la transmisión – Energía renovable – Operación económica – Desconexión automática de carga – ESCR – HVDC – Reconversión AC a DC.

1 INTRODUCCIÓN

El abastecimiento eléctrico de Chile se realiza mediante 4 sistemas independientes entre sí, del cual el SIC abastece el 90% de la población, como se observa en la Fig. 1. Pese a los periodos de crisis de los últimos años, y los que se avecinan, los requerimientos de demanda energética crecen, y si bien se evalúan proyectos de generación que permiten satisfacerlo, la expansión del sistema de transmisión no ha sido capaz de alcanzar a los proyectos de generación que se han presentado.

La estrategia energética de Chile, contenida en el informe Energía 2050, indica que para el año 2050, al menos un 70% de la generación de energía eléctrica tiene que ser suministrada desde fuentes renovables. Los desafíos técnicos que conllevan las centrales ERNC, ya sea ante la incertidumbre y por las rampas de toma

*smedina@transec.cl

de carga, condicionan a que el sistema deba contar con fuentes considerables de potencia firme y flexible, como pueden ser las centrales hidroeléctricas proyectadas en la región de Aysén, cuyas características se presentan en la Tabla I.

Dadas las condiciones geográficas del país y las características de los proyectos involucrados (más de 2.000 km de separación entre el nudo de generación y el centro de carga del SIC), se vislumbra que esta integración debe ser realizada mediante enlaces HVDC, mas no se tiene una noción clara sobre cómo deben implementarse, tanto en puntos de conexión como tecnología; y a su vez, los efectos en el resto de la expansión del Sistema de Transmisión Troncal (STT) destinado a asegurar el suministro seguro del SIC desde Santiago hacia el extremo sur.

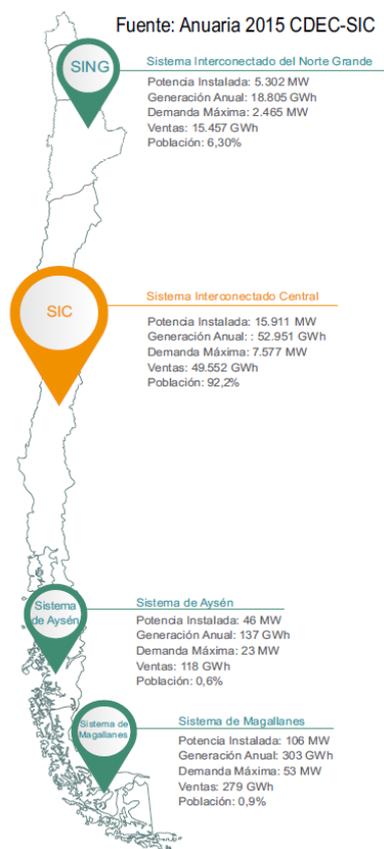


TABLA I. PROYECTOS DE GENERACIÓN EN AYSÉN CON PUESTA EN SERVICIO SECUENCIA A PARTIR DE 2025

Año	Energía Austral		HidroAysén	
	Central	Potencia MW	Central	Potencia MW
1	Cuervo	640	Baker 1	660
2	Blanco	360		
	Blanquito	15		
3	Cóndor	50	Pascua 2.2	360
	ERNC	63		
5			Pascua 2.1	460
7			Pascua 1	770
9			Baker 2	500
Total		1118		2750

Fig. 1. Sistemas Eléctricos en Chile

El objetivo de este estudio comprende la comparación técnico-económica de distintas propuestas para la integración del potencial energético de la región de Aysén al SIC. Se considera una visión de mediano-largo plazo, con un periodo de análisis entre los años 2025-2037, donde se contempla el desarrollo de una solución de transmisión lo suficientemente robusta como para integrar los grandes volúmenes de energía provenientes de Aysén, otros proyectos de generación en la zona Centro y Sur del SIC y el crecimiento proyectado de la demanda, manteniendo los criterios de seguridad y suficiencia establecidos en la NTSyCS [3]. Tres etapas componen el desarrollo de este trabajo:

- i. Se establece un conjunto de 4 familias de soluciones factibles que consideran soluciones en High Voltage Alternating Current (HVAC) desde el punto de inyección de la generación de Aysén hasta el centro de carga y en HVDC usando reconversión AC a DC y reutilizando franjas de seguridad existentes.
- ii. Mediante un estudio sistémico, se analiza el comportamiento del SIC, con lo que es posible distinguir aquellas alternativas que tengan una mejor respuesta sistémica y cuyas variables eléctricas

se encuentren en los rangos que admite la NTSyCS. Si la formulación original de cada alternativa no es suficiente para cumplir con dichos rangos, se proponen un set de obras de transmisión adicionales para adecuarla.

- iii. Se desarrolla el estudio económico para obtener los costos operacionales de las distintas alternativas, a las que luego se consideran los costos de inversión propios de cada alternativa original y las obras adicionales determinadas en (ii), lo que permite contrastarlas entre ellas.

2 DEFINICIÓN DE FAMILIAS DE SOLUCIONES FACTIBLES

Se definen cuatro alternativas de integración, cuyas características más relevantes se presentan en la Tabla II y los diagramas unilineales en la Fig. 2. Las alternativas A, B y C consideran un bipolo para cada proyecto, mientras que la D es un único bipolo para ambos. La conexión en Santiago obedece a una segunda etapa de optimización, en particular se estudia el problema con la conexión en la S/E Lo Aguirre 500 kV [1].

TABLA II. CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DE LAS ALTERNATIVAS BAJO ESTUDIO

Configuración		Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C	Alternativa D
Características: -Punto de inyección SIC -Longitud línea HVDC -Subestación HVDC	Energía Austral	Punto a punto	Punto a punto	Punto a punto	Multiterminal - Paralelo
		Puerto Montt	Puerto Montt	Santiago	Santiago
		680km	680km	1712 km	
	HidroAysén	2x1500 MW	2x1500 MW	2x1500 MW	140 km entre proyectos 1712 km hasta SIC
		Puerto Montt	Santiago	Santiago	
		820 km	1852 km	1852 km	1500 - 3600 - 5000 MW
		2x3600 MW	2x3600 MW	2x3600 MW	

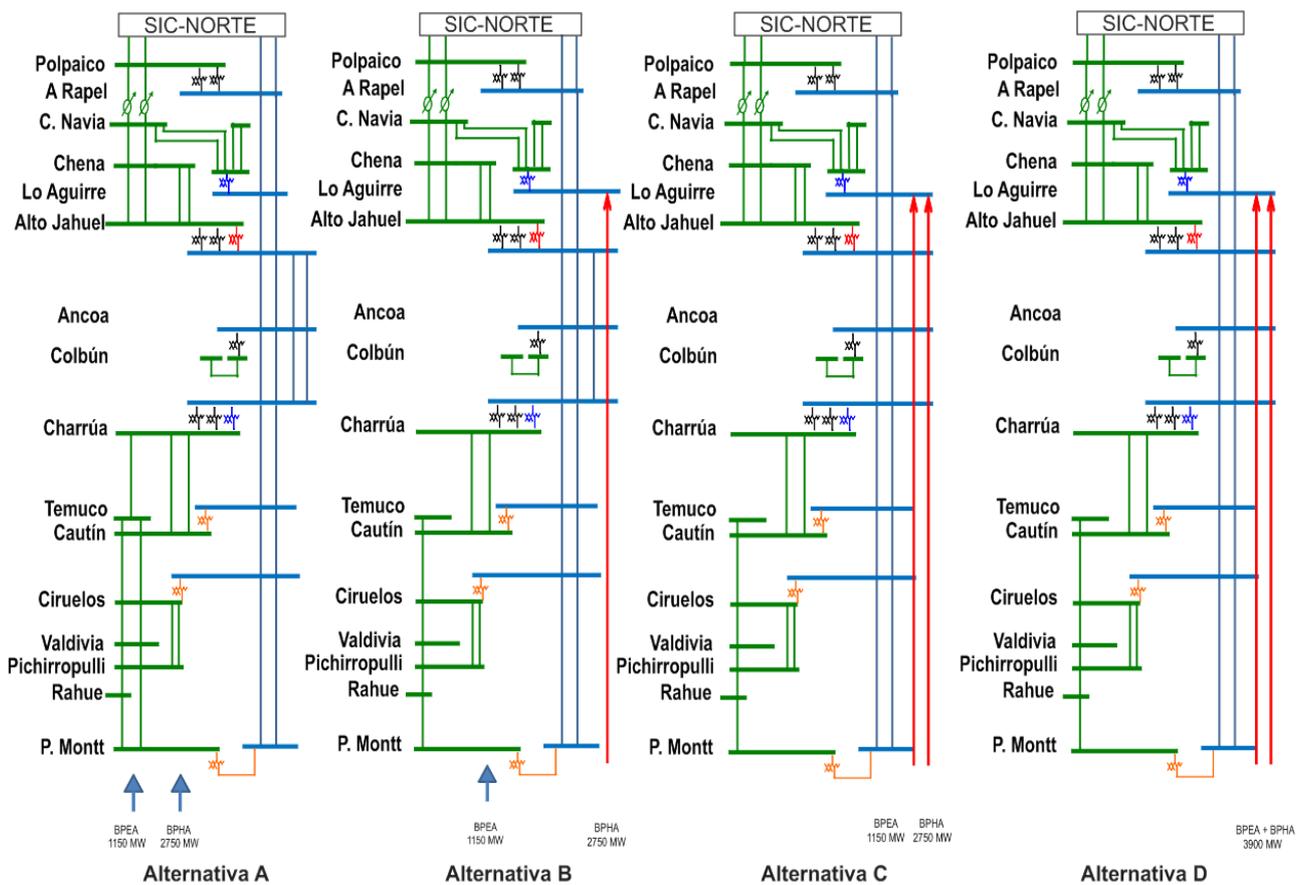


Fig. 2. Diagramas unilineales de alternativas

3 BASES DE LOS ESTUDIOS

Los estudios técnico y económico consideraron lo siguiente:

- El análisis eléctrico se desarrolla en el software DIgSILENT PF y el análisis económico en el software de coordinación hidrotérmica OSE2000.
- El SING sólo se modela como un equivalente.
- Se utilizan los antecedentes de los proyectos Energía Austral e HidroAysén. Se considera la entrada de las primeras unidades para el año 2025, en atención a los periodos que tarda tramitar permisos ambientales para que estos proyectos se puedan concretar.
- Los planes de obras de transmisión y generación, conjuntamente con la proyección del crecimiento de la demanda, se basan en el Informe Técnico Definitivo de Precio Nudo de la CNE [6] e información facilitada por Transelec. Similar para el crecimiento de la demanda.
- Los despachos utilizados para el análisis se obtienen de OSE2000. Con objeto de estudiar los escenarios más críticos, y así exigir al sistema, se estudian aquellos de demanda máxima y mínima y escenarios hidrológicos húmedos y secos.

4 ESTUDIO ELÉCTRICO

4.1 Análisis estático

En la Fig. 3–(a) se presentan los resultados de la estabilidad de tensión en el SIC, planteadas para el escenario base. Es apreciable que la integración en Santiago no presenta problemas de estabilidad de tensión, sólo se restringe por la capacidad térmica de los circuitos. En el caso de la integración en Puerto Montt, se identifica que el límite de transmisión es inferior al que se inyecta en el año 2025, con lo que se vislumbra la situación precaria en la que se encuentra el SIC para este punto de integración.

En términos generales, la respuesta SIC-Norte es similar para todas las alternativas, el SIC-Centro es un importante centro de consumo que absorbe los efectos que conllevan las distintas estrategias de expansión del SIC-Sur, ver la Fig. 3–(b) La estrategia de expansión del sistema, de acuerdo a cada alternativa, se presenta a continuación:

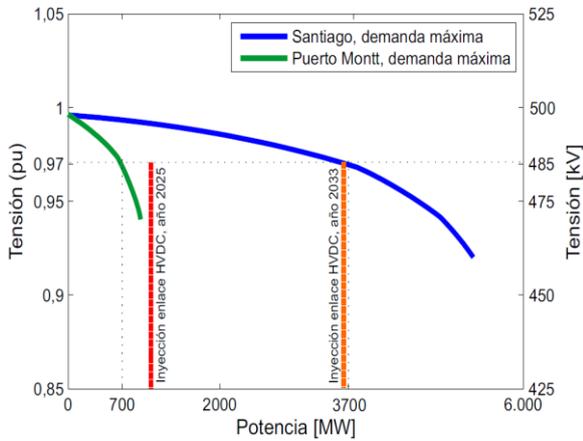
- Para la **Alternativa A**, los flujos de potencia son de Sur a Norte. Se deben agregar refuerzos al sistema de 500 kV como son un tercer y cuarto circuito en el tramo Charrúa – Puerto Montt para hacer frente a límites de transferencia bajo contingencia simple y problemas de estabilidad de tensión, además de compensación reactiva en el SIC-Centro.
- Para la **Alternativa B**, los flujos de potencia son de Sur a Norte, por lo que se requieren refuerzos en el SIC-Centro, como es un tercer circuito Polpaico – Lo Aguirre.
- Para las **Alternativas C y D**, cuyo impacto sistémico en operación de régimen permanente es similar, la inyección directa en el centro de carga no presenta grandes problemas, sólo se requieren refuerzos en el SIC-Centro, como es el tercer circuito Polpaico – Lo Aguirre.

Es posible identificar que en la alternativa A las pérdidas aumentan considerablemente con respecto a las otras alternativas, ver Fig. 3–(c), cuyas pérdidas se encuentran en un rango similar; las pérdidas relativas a la inyección total disminuyen en el transcurso de los años.

El parámetro ESCR [3], utilizado para medir la fortaleza de la interacción del sistema AC frente a la inyección de un enlace HVDC, ver Fig. 3–(d), permite identificar que sólo la alternativa A enfrentaría eventuales fallas de conmutación en un enlace HVDC debido al bajo nivel de cortocircuito de la S/E Puerto Montt.

La proyección de flujos que se obtiene del software OSE2000 para el sistema de 500 kV del SIC-Sur, permite identificar que sólo en las alternativas A y B se justifica este sistema, en particular, se presentan los flujos de la alternativa B en Fig. 3–(e), siendo mayores en la alternativa A. Para las alternativas C y D se

obtienen flujos similares entre ellas, ver la Fig. 3–(f), de lo que se desprende que la infraestructura en 500 kV del SIC-Sur queda ociosa en estos casos.



Construcción con algoritmo UP-CURVE del software DigSILENT.

Fig. 3–(a). Estabilidad de tensión

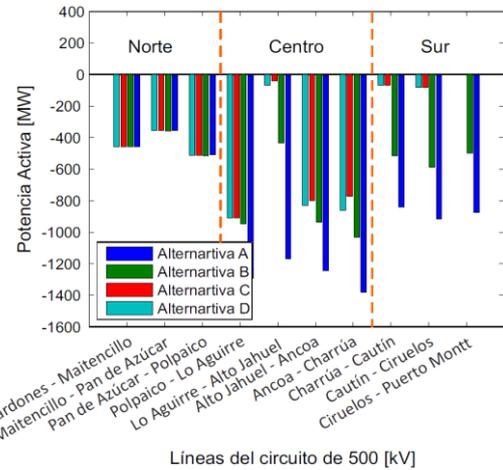


Fig. 3–(b). Flujos de potencia demanda máxima

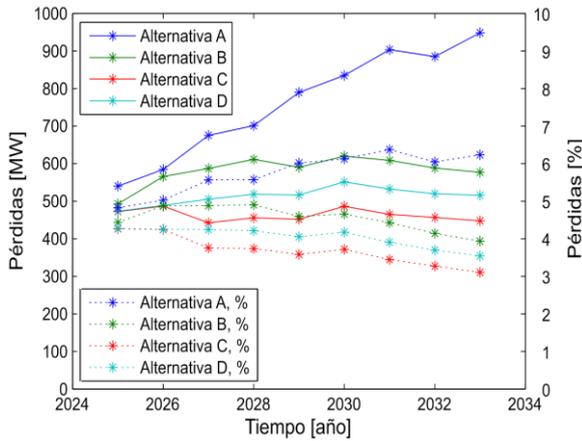


Fig. 3–(c). Pérdidas de transmisión

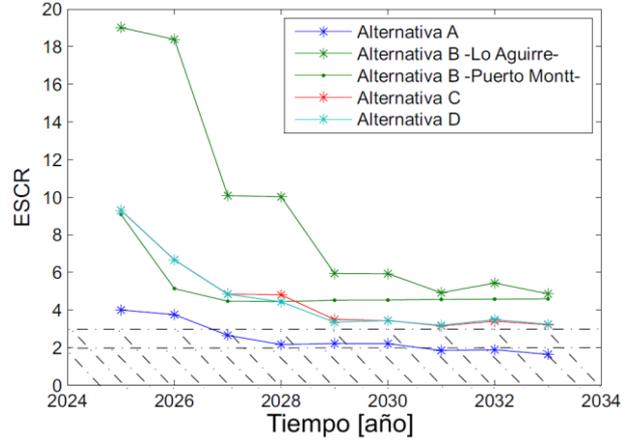


Fig. 3–(d). Razón efectiva de cortocircuito

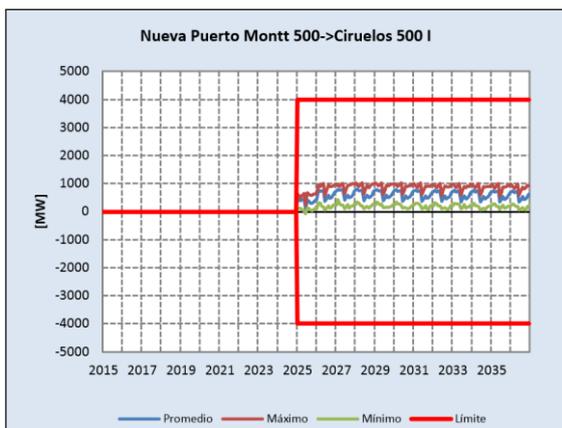


Fig. 3–(e). Proyección de flujos SIC-SUR Alternativa B

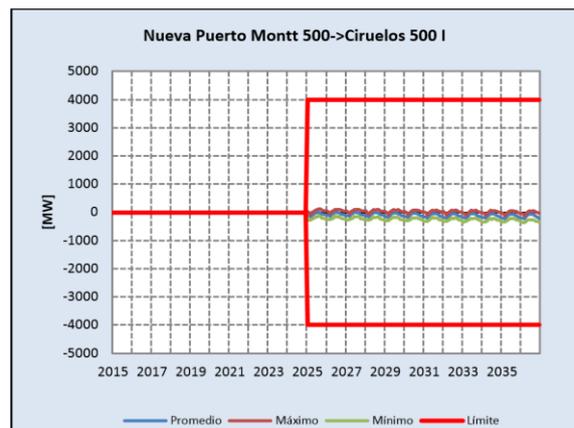


Fig. 3–(f). Proyección de flujos SIC-SUR Alternativa C

4.2 Análisis dinámico

En este apartado se analiza un conjunto de fallas de las líneas de transmisión y subestaciones del SIC, identificándose lo siguiente:

- Para fallas en líneas no existen mayores inconvenientes; en algunos casos analizados llegan a ocurrir oscilaciones de 200 MW de potencia, las que se atenúan previo a los 15 segundos, tiempo que establece la NTSyCS para las mismas, ver Fig. 4–(a).
- Las fallas en barras de las subestaciones en las que se conectan los enlaces se presentan en la Fig. 4–(b). Se identifica que cuando una de las subestaciones en Santiago tiene una falla en barra, el sistema responde de forma más violenta que en los extremos del SIC.

Por su parte, las fallas en los polos HVDC, donde el diseño se hace otorgando una capacidad de 30% de sobrecarga, son más críticas en los escenarios de demanda baja:

- Una contingencia simple en el enlace del proyecto de mayor magnitud, HidroAysén, genera las mayores perturbaciones al sistema. La frecuencia llega a un mínimo de 49,3 Hz en la alternativa B, pero la respuesta del sistema de control, asumiendo más carga en el otro polo, y de las mismas unidades generadoras del SIC, permitirían mantener la operación del sistema, hasta que reestablezcan el balance de potencia con el despacho de unidades de reserva, ver Fig. 4–(c).
- En el caso de una contingencia simple en el enlace multiterminal se llega a estado de emergencia, operando en un punto inestable del sistema, con operación del Esquema de Desconexión Automático de Carga (EDAC).
- Bajo un escenario de contingencia N-2, definido como la falla bipolar, la pérdida del enlace de HidroAysén produce la operación en un estado de emergencia (se alcanza la estabilidad de frecuencia, pero se exceden las bandas normales de operación del sistema); no obstante, en el caso de la falla bipolar del enlace multiterminal, se produce la inestabilidad completa del sistema (black-out) producto de la pérdida de más de 3.500 MW de generación, ver Fig. 4–(d).

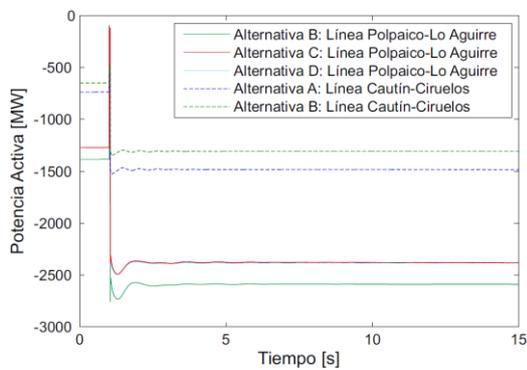


Fig. 4–(a). Cortocircuito trifásico en línea

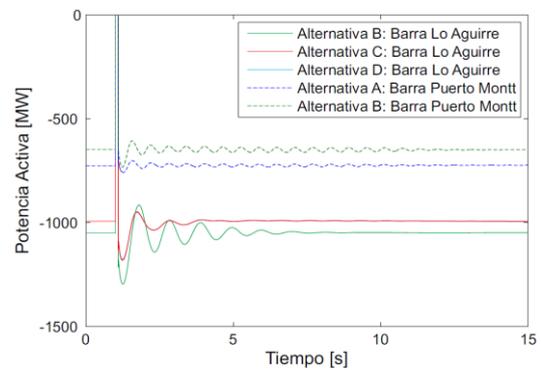


Fig. 4–(b). Cortocircuito monofásico en barra

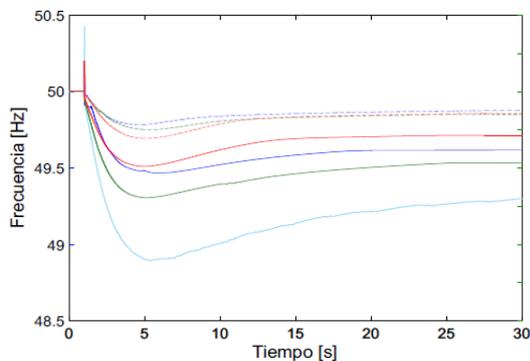


Fig. 4–(c). Contingencia simple enlace HVDC

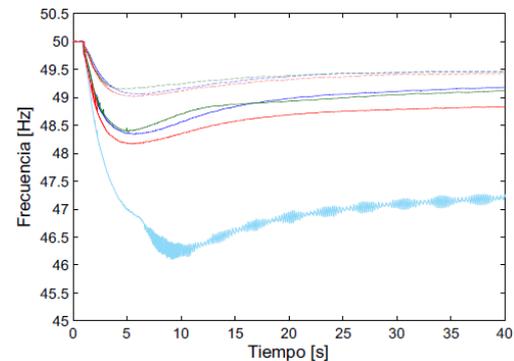


Fig. 4–(d). Contingencia N-2 enlace HVDC

5 EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica comprende tanto la valorización del plan de obras de mitigación propuesto para cada alternativa, desprendido de la simulación realizada en el software OSE2000, como la valorización del sistema HVDC contemplado para cada alternativa, con los respectivos sistemas colectores de cada proyecto hidroeléctrico [2]. Por otro lado, se integran en el cálculo del Valor Actualizado de Costos (VAC) de cada alternativa, los costos de operación y falla determinados en la planificación a largo plazo realizada con el software OSE2000. Asimismo, se consideran los costos de la compensación reactiva necesaria para mantener la regulación y estabilidad de tensión tanto en el sistema de 500 kV de Nueva Charrúa al Sur, como en la Subestación Lo Aguirre en 500 kV.

Para evaluar cada alternativa se utiliza el VAC como indicador, con una tasa de descuento del 10%.

5.1 Plan de expansión

Para el cálculo de los costos asociados al Sistema HVDC se utiliza [4], para el cálculo de los costos relacionados a los proyectos de mitigación se utilizó como base el cálculo realizado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el Estudio de Transmisión Troncal (ETT) [5]. El plan de obras se presenta en la Tabla III.

TABLA III. PLAN DE EXPANSIÓN PROPUESTO

Fecha	Proyecto	Alternativa	VI MMUSD
ene-25	Enlace HVDC	A	1324
		B	1624
		C	1860
		D	2123
ene-25	Reconversión HVDC Charrúa - Alto Jahuel	A	561
ene-25	Compensación reactiva S/E Lo Aguirre	A	29
ene-25	Compensación reactiva S/E Ciruelos	A	4
ene-25	Transformador 500/220 kV S/E Lo Aguirre	A,B,C,D	25
ene-25	Aumento de capacidad Cautín - Temuco 2x220 kV	A,B,C,D	15
ene-25	Nueva línea 2x500 kV Alto Jahuel - Almendros - Polpaico con compensación serie 50%, tendido primer circuito	A,B,C,D	199
ene-25	Cuarto circuito Charrúa - Ancoa 500 kV	B	109
ene-25	Seccionamiento tercer y cuarto circuito Charrúa - Ancoa en Nva. Charrúa	B	13
ene-27	Transformador 500/220 kV S/E Polpaico	A,B,C,D	25
sep-27	Nueva línea 2x500 kV Charrúa - Cautín - Ciruelos - Puerto Montt	A	565
ene-28	Transformador 500/220 kV S/E Lo Aguirre	A,B,C,D	25

Puesto que las inversiones no se desarrollan en un mismo instante, para hacer el cálculo del VAC es necesario llevar todos los costos a un año base, utilizando factores de actualización y considerando el tiempo que se demora la construcción y compra de los equipos.

5.2 Valor actualizado de costos

El Plan de obras propuesto, en conjunto con los costos operacionales inherentes a cada alternativa, se contrasta entre todas ellas. El resultado de este ejercicio, que se presenta en la Tabla IV, favorece la alternativa B, esto es, conexión de un enlace en Santiago y el otro en Puerto Montt.

Cuando se hace un análisis acabado, en el que se identifica que el sistema de 500 kV en el SIC-Sur queda sin uso aparente para las alternativas C y D, lo que implica al menos el ahorro en unidades de transformación 500/220 kV, es posible plantear que las inversiones para la construcción de dicho sistema, contempladas en un escenario base original, se pueden restar y favorecer la evaluación económica de dichas alternativas, por un monto que asciende sobre los 40 MMUSD. Así las alternativas B y C se encontrarían muy similar en los

costos que ambas conllevan, de modo que las conclusiones obtenidas del análisis técnico deben ser tomadas en cuenta para discernir entre ambas.

TABLA IV. PLAN DE EXPANSIÓN PROPUESTO

Alternativa	VAC MMUSD	Diferencia con alternativa B
B	19.878	-
C	19.924	46
D	20.036	158
A	20.117	239

6 CONCLUSIONES

El análisis técnico permite identificar que el sistema es bastante vulnerable ante la inyección de potencia en Puerto Montt, esto conlleva sobrecostos en equipos y nuevas instalaciones que permitan hacerla técnicamente factible. La inyección directa en las cercanías del centro de consumo, permite un comportamiento y respuesta ante fallas más amortiguadas y de menor magnitud.

Tanto los estudios eléctricos como los análisis económicos indican que la posibilidad de escalar la capacidad de transmisión a través de nuevas líneas de transmisión de 500 kV deja de ser eficiente una vez que se superan los 4 circuitos, adquiriendo relevancia el uso de HVDC, o bien, el uso de niveles de tensión AC mayores, tales como 765 kV.

Si se considera un escenario en la que no existe integración de grandes bloques de generación, ya sea provenientes de la Región de Aysén, de generación local a gran escala (Neltume, Puelo) o de ERNC (polos de generación minihidro o proyectos eólicos de Chiloé), no se justificaría la energización en 500 kV del sistema al sur de Charrúa, en vista que incluso considerando el año 2037 (fin del horizonte de estudio) el crecimiento de la demanda no es lo suficientemente alto como para justificar un aumento de la capacidad de transmisión por sobre la capacidad base en 220 kV.

Finalmente, tomando en cuenta los resultados técnico-económicos, los beneficios sistémicos que se obtienen de la inyección directa en el centro de carga, además de la baja diferencia en sobrecostos con la alternativa mejor evaluada económicamente, permiten discernir que la alternativa C, inyección mediante doble bipolo independiente en Santiago, es la que mejor responde ante las exigencias del SIC.

7 REFERENCIAS

- [1] Sebastián Medina Martínez, “Estudio de la integración de los proyectos hidroeléctricos en la región de Aysén al Sistema Interconectado Central”, Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile, mayo de 2015.
- [2] Fernanda Vera Bravo, “Evaluación Económica de las Alternativas de Interconexión de Proyectos Hidroeléctricos de la Región de Aysén”, Transelec S.A., Santiago, Chile, noviembre de 2015.
- [3] Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Chile, enero 2016.
- [4] “Impacts of HVDC lines on the economics of HVDC projects”, JWG B2/B4/C1.17, agosto 2009.
- [5] Estudio de Transmisión Troncal, Chile, periodo 2015-2018.
- [6] Informe Técnico definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, abril 2015.