

IDENTIFICACIÓN DE ACCIONES SISTÉMICAS DE CORTO Y LARGO PLAZO PARA UN DESARROLLO ADECUADO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN COMO CONDICIÓN HABILITANTE DE LA CARBONO NEUTRALIDAD

Informe Final

2023-GEN-01

Documento Público

Preparado para:



Generadoras
de Chile



transmisoras

Asociación de Transmisores de Energía

Septiembre de 2023



Consultora SPEC

Los Militares 5885, Oficina 803

Las Condes, Santiago, Chile

info@spec.cl | +56 2 2944 4636



**Instituto Sistemas Complejos de la
Ingeniería**

República 687

Santiago, Chile

www.isci.cl

Tabla de Contenido

1	<u>RESUMEN EJECUTIVO.....</u>	<u>6</u>
2	<u>INTRODUCCIÓN.....</u>	<u>10</u>
2.1	CONTEXTO	10
2.2	OBJETIVOS GENERAL DEL ESTUDIO	10
2.3	ESTRUCTURA GENERAL DEL ESTUDIO.....	11
3	<u>MÓDULO 1: ACCIONES DE CORTO PLAZO</u>	<u>13</u>
3.1	USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EXISTENTE	13
3.1.1	METODOLOGÍA	15
3.1.2	RESULTADOS NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO.....	15
3.2	REVISIÓN DE INFLEXIBILIDAD DE CENTRALES A CARBÓN	21
3.2.1	COSTOS DE ENCENDIDO/APAGADO.....	22
3.2.2	ANTECEDENTES Y SIMULACIONES REALIZADAS	24
4	<u>MÓDULO 2: ACCIONES DE MEDIANO PLAZO.....</u>	<u>32</u>
4.1	ACTUADORES Y HARDWARE.....	32
4.1.1	CONTROL DE FLUJOS MEDIANTE FACTS O NUEVOS DISPOSITIVOS DIGITALES.....	32
4.1.2	CONTROLADORES DE FLUJO DE POTENCIA: TECNOLOGÍAS DE CORRIENTE CONTINUA	33
4.1.3	CONDUCTORES Y CABLES AVANZADOS.....	34
4.1.4	ALMACENAMIENTO: TRANSMISIÓN VIRTUAL (GRID BOOSTER).....	34
4.1.5	PUNTOS DE APERTURA SUAVE Y PUNTOS NORMALMENTE ABIERTOS	35
4.2	SENSORES Y SOFTWARE	36
4.2.1	CAPACIDAD TÉRMICA DINÁMICA: MONITOREO DE CONDICIONES ON-LINE	36
4.2.2	CO-OPTIMIZACIÓN DE TOPOLOGÍA Y DESPACHO ECONÓMICO	37
4.2.3	RESPUESTA DE LA DEMANDA	37
4.2.4	SISTEMAS DE CONTROL Y MONITOREO DE ÁREA AMPLIA	38
4.2.5	ESQUEMAS DE PROTECCIÓN ESPECIAL	38
4.2.6	TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN	39

4.2.7	TÉCNICAS DE EVALUACIÓN DE SEGURIDAD DINÁMICA AVANZADAS	40
4.3	DESCRIPCIÓN DE OPORTUNIDADES/VENTAJAS	41
4.4	DISCUSIÓN DE BARRERAS IDENTIFICADAS.....	52
5	<u>MÓDULO 3: ACCIONES DE MEDIANO-LARGO PLAZO</u>	<u>57</u>
5.1	PARTE 1: MODIFICACIONES INCREMENTALES.....	57
5.1.1	DETALLE DE MODELAMIENTO Y DATOS DE ENTRADA.....	58
5.1.2	ENFOQUE MULTIVALOR.....	69
5.1.3	EJEMPLO APLICACIÓN ENFOQUE MULTIVALOR AL CASO CHILENO.....	79
5.2	PARTE 2: MODIFICACIONES PROFUNDAS.....	85
5.2.1	SIMULACIÓN CANDIDATO A CANDIDATO VS OPTIMIZACIÓN GLOBAL	85
5.2.2	INCERTIDUMBRE FUTURA, PROACTIVIDAD Y ADAPTABILIDAD	88
5.2.3	INCORPORACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS.....	91
5.2.4	CONSIDERACIÓN DE SOLUCIONES DE DISTRIBUCIÓN Y RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS (DERs) 94	
5.2.5	COORDINACIÓN DE TRAZADO Y TERRITORIOS	97
5.2.6	CONFIABILIDAD Y RESILIENCIA.....	102
6	<u>MÓDULO 4: REGULACIÓN.....</u>	<u>105</u>
6.1	CUERPOS REGULATORIOS REVISADOS Y PRINCIPALES HALLAZGOS.....	105
6.2	MODIFICACIONES PROPUESTAS PARA ABORDAR BRECHAS	108
6.3	EJEMPLO ESTUDIO APLICADO.....	109
6.4	ASPECTOS DE TARIFICACIÓN QUE REQUIEREN UNA REFORMA.....	113
6.4.1	EL MODELO TEÓRICO.....	113
6.4.2	PROPUESTA PARA CHILE.....	114
7	<u>CONCLUSIONES</u>	<u>117</u>
8	<u>REFERENCIAS</u>	<u>120</u>
<u>ANEXO A ESCENARIOS DE ESTUDIO LÍMITES DE TRANSMISIÓN LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO</u>		<u>132</u>
<u>ANEXO B MÉTRICAS PARA ERROR DE APROXIMACIÓN.....</u>		<u>134</u>

(ESTA PÁGINA HA SIDO DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE)

1 Resumen ejecutivo

El presente estudio tiene por objetivo identificar las brechas existentes, junto con un conjunto de acciones sistémicas, de corto y largo plazo, que permitan hacer un mejor uso de las capacidades actuales y perfeccionar la planificación futura de la infraestructura de transmisión del sistema eléctrico, manteniendo los estándares de seguridad del sistema.

Dichos objetivos se han abordado mediante actividades que se organizan en cuatro módulos de trabajo, estableciendo una línea temporal de acciones de corto, mediano y largo plazo, que se complementan con acciones regulatorias de distinto nivel para habilitar las medidas identificadas. En lo siguiente, se presenta un resumen de cada uno de estos módulos, señalando su objetivo general, así como los principales hallazgos.

Módulo 1: Acciones de corto plazo

En este módulo se abordan aspectos relacionados con la programación de la operación y su operación en tiempo real que resultan en limitaciones o congestiones de transmisión. En particular, se llevan a cabo dos análisis principales

1. **Uso eficiente de del sistema de transmisión existente:** Se lleva a cabo un análisis de datos históricos sobre uno de principales corredores de transmisión del SEN con el objetivo de entender si hay un uso eficiente de los recursos disponibles. En este análisis, se revisa en detalle la metodología de despacho del sistema para controlar transferencias entre zonas, así como de la determinación de los costos marginales en eventos de congestión, concluyendo que dicho proceso es manual y obedece al Registro de Instrucciones Operacionales (RIO) del CEN.

Como caso más notable se presentan en detalle los datos observados durante 2022 para el corredor Nva Pan de Azucar – Polpaico, encontrando que existe un número significativo de horas de operación con un uso intensivo de la línea cercano a su capacidad, definida por la capacidad de sobrecarga de los TTCC de la S/E Polpaico (2000 MVA).

No obstante, existen algunos eventos durante el año donde la línea transporta una capacidad menor y a pesar de esto se observa un desacople en el costo marginal, lo que no es debidamente justificado. Esto causa un efecto no deseado, en particular en aquellos participantes del mercado que son sujetos de recortes y están expuestos al desacople de costo marginal en vista de sus contratos de suministro.

2. **Revisión de despacho inflexible de centrales a carbón:** En esta actividad se analizan los antecedentes asociados a la operación de las centrales a carbón, concluyendo que la inflexibilidad de estas está asociada principalmente a sus altos costos de partida y parada. Mediante un *benchmark* con el sistema australiano se concluye que estos son modelados para el proceso de partida en frío, existiendo oportunidades para mejorar el modelamiento de este proceso en vista de los valores significativamente menores para partidas en tibio o caliente. Así, se desarrollan en la actividad simulaciones de la operación para 2023 comparando los resultados de los despachos para distintos modelamientos de costos de partida/parada, con las respectivas revisiones de cumplimiento de estándares de seguridad, reservas, inercia y efectos en el vertimiento.

A modo general, es preciso señalar que la magnitud de los vertimientos observados durante 2022, y en particular los que son pronosticados a futuro en vista de los avances de la energía solar fotovoltaica, haría que medidas para mejorar la eficiencia de los aspectos anteriores serían de poca efectividad, pues existirá nominalmente una sobreoferta de energía en horas solares por sobre la demanda sistémica, en particular durante el segundo semestre del año.

Módulo 2: Acciones de mediano plazo

En vista de los elevados tiempos de desarrollo y construcción de líneas de transmisión, es necesario poner sobre la mesa alternativas tecnológicas con tiempos de despliegue menores que también pueden contribuir a hacer un uso más eficiente de las capacidades del sistema de transmisión existentes. En este módulo se lleva a cabo una exhaustiva revisión de distintas soluciones tecnológicas, las cuales pueden ser combinadas para no tan solo aumentar las transferencias de energía, sino que también para mejorar la confiabilidad de la red en su conjunto. En la tabla siguiente se presentan las soluciones revisadas, que son clasificadas en soluciones de tipo Hardware y Software.

Hardware / Actuadores: centrados en mejoras de activos físicos	Software / Sensores: centrados en mejoras en centro de control, sistemas de control y toma de decisiones
• Controladores de flujo de potencia (AC o DC) • Conductores avanzados • Almacenamiento • Puntos de apertura suave	• Dynamic Line Rating (DLR) • Co-optimización topología / despacho • Respuesta de demanda • Monitoreo de área amplia (WAMS) • Esquemas de protección especial (SPS) • Evaluación dinámica de seguridad (DSA)

En la revisión de las tecnologías se destacan aspectos relevantes como son los porcentajes de ahorros o mejoras en las transferencias, sus costos y tiempos reportados en la experiencia internacional, con ejemplos concretos de aplicación. Más importante, en la revisión se dan luces sobre a qué problemas (límite térmico, estabilidad, por ej.) pueden aplicar a cada tecnología.

Finalmente, una vez se describan las tecnologías, sus aplicaciones y ventajas, se presenta una discusión de barreras identificadas para el despliegue de estas tecnologías, señalando asimismo estrategias para abordarlas. Las barreras son agrupadas dependiendo de si estas están o no relacionadas con el contexto económico y regulatorio de las jurisdicciones donde se desean incorporar estas tecnologías.

Módulo 3: Acciones de mediano – largo plazo

La principal pregunta por responder en este módulo se relaciona con la idoneidad de la metodología actual para continuar expandiendo la red de manera eficiente de acuerdo con las necesidades futuras, en particular, bajo el contexto de descarbonización. Esta pregunta ha sido abordada mediante una revisión del estado del arte y prácticas a nivel internacional, en conjunto con diversos ejemplos numéricos, a fin de dejar en evidencia la necesidad de ajustes.

En primer lugar, se hace una distinción entre dos partes en las acciones propuestas, a fin de poder tener una aplicación práctica en el corto plazo y una hoja de ruta hacia el mediano-largo plazo. Las **acciones incrementales** corresponden a aquellas que, en opinión del Consultor, requerirían ajustes menores y pueden ser abordadas mediante las herramientas de simulación existentes que ya son aplicadas en distintas partes del proceso y, por lo tanto, que podrían ser implementadas en el corto plazo.

Destacan en este análisis estrategias para mejorar la selección de los puntos de operación, así como en otros datos de entrada relevantes para los modelos de simulación, donde se observan importantes brechas. Asimismo, se levanta una serie de indicadores en un enfoque multivalor que aparecen como adecuados para hacer un análisis integral de los beneficios que aportan los proyectos de transmisión. Mediante un ejemplo ilustrativo aplicado al sistema eléctrico chileno se dan luces de las implicancias de aplicar esta metodología.

En segundo lugar, un conjunto de **modificaciones profundas** a la metodología deberá ser analizado en mayor detalle, pues requieren un cambio de enfoque y/o desarrollo de nuevos modelos, así como potenciales modificaciones regulatorias, y una revisión de recursos humanos y computacionales que conlleva el proceso de adopción tecnológica. La conclusión principal que se desprende desde las distintas aristas que fueron analizadas, es que existe la necesidad de pasar a modelos avanzados de optimización, los cuales son actualmente utilizados en distintas jurisdicciones según el propósito a abordar.

Módulo 4: Regulación

Finalmente, en el módulo 4 se presenta un análisis del tratamiento de los aspectos de modelamiento en la regulación del proceso de planificación de la transmisión, y se discuten algunas propuestas de elementos habilitantes necesarios para implementar las medidas identificadas, en línea con los hallazgos del módulo 3.

En primer lugar, se llevó a cabo una revisión de la regulación de los procesos de planificación de la transmisión, contenidos tanto en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), como en reglamentos particulares del proceso de planificación de la transmisión. Asimismo, el Consultor revisó otros cuerpos regulatorios de procesos donde se utilizan herramientas computacionales, como son el proceso de fijación de precios nudo y la programación de la operación del SEN, poniendo énfasis en levantar los aspectos de modelamiento y tratamiento de datos de entrada.

Dentro de los hallazgos de la revisión destacan:

- No existen precisiones de detalle respecto del modelamiento para el proceso de planificación, ni de la calidad de las estimaciones realizadas respecto de distintas variables como costos de operación, congestiones, vertimientos, entre otros.
- Los datos de entrada a utilizar son delineados sin precisión sobre alguna metodología específica, o criterios de desempeño, y por lo tanto sin procurar que los datos sean

adecuados para, por ejemplo, representar correctamente la variabilidad de ERV ni las fallas de unidades de generación.

- La metodología de planificación plasmada en el reglamento habilita la promoción de obras por conceptos adicionales a los ahorros de costos de operación, lo que es, en espíritu, equivalente a los conceptos de multivalor desarrollados. A juicio del Consultor, lo que falta son precisiones de detalle metodológicas que permitan al planificador realizar de manera sistemática las evaluaciones.

Así, transversalmente se identifica que existe una falta de precisiones de detalle que dificultan la concreción de avances en la línea de las propuestas del módulo 3 y, por lo tanto, se propone que estas se aborden a través de inclusiones de, por un lado, requerimientos mínimos de modelamiento y, por otro, la realización de estudios específicos que sirvan de insumo para la planificación.

En segundo lugar, se discuten algunas medidas que a juicio del Consultor son necesarias para armonizar el desarrollo de los sectores generación y transmisión. Se presenta, en primer lugar, un breve marco teórico que discute los diferentes mecanismos y enfoques que pueden ayudar a facilitar esta coordinación y ofrecer alternativas a la actual regulación en Chile. Luego, considerando los conceptos presentados en el marco teórico, se propone una reforma más concreta para la regulación del país basada en tres ejes fundamentales: creación de contratos financieros de red, modernización del régimen de inversiones libres en transmisión, y remuneración de las expansiones con cargo vía peajes a los beneficiarios.

2 Introducción

2.1 CONTEXTO

Según el ranking *Bloomberg Climatescope*, Chile es uno de los países emergentes más atractivos del mundo para el desarrollo de energías renovables. En 2022, un 28% del total de la energía generada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) fue producida a partir de energía eólica y solar. Se espera que la penetración de estas tecnologías al SEN sólo siga en aumento, ya que en los últimos años casi un 100% de los proyectos de generación en construcción y en evaluación ambiental corresponden a tecnologías renovables.

En el último análisis de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027 del Ministerio de Energía, que busca una expansión indicativa tanto de la infraestructura de generación como de transmisión a mínimo costo, se proyecta que una matriz de generación eléctrica en línea con el compromiso de alcanzar la carbono neutralidad a más tardar en 2050 va a requerir de cerca de 60 GW de capacidad instalada de generación solar y eólica, desplegada a lo largo del territorio nacional. Avanzar en esta dirección implica una profunda transformación del SEN, en el cual se van a requerir cerca de 50 GW de capacidad de generación renovable adicionales respecto de los existentes a fines de mayo de 2022.

Para incorporar de manera costo-eficiente el creciente volumen de generación renovable, particularmente de fuentes solares y eólicas, será necesario contar con condiciones habilitantes que permitan gestionar los desafíos asociados a su ubicación geográfica y naturaleza variable. Una de estas condiciones habilitantes es el desarrollo oportuno y uso eficiente de la infraestructura de transmisión eléctrica, la que permite:

- El transporte de energía renovable de bajo costo desde las zonas con mejores condiciones de producción a los grandes centros de consumo;
- La integración de recursos de generación renovables con diversos perfiles de generación en una amplia superficie geográfica; y,
- Garantizar niveles mínimos de confiabilidad y resiliencia del sistema eléctrico por fallas intempestivas de equipos, terremotos o ante eventos climáticos extremos.

En vista de lo anterior, es preciso estudiar el estado de las condiciones de corto, mediano y largo plazo que permitirán que dicha infraestructura se despliegue y se opere de manera eficiente y oportuna, en línea con el ritmo de desarrollo de la oferta de generación.

2.2 OBJETIVOS GENERAL DEL ESTUDIO

En este contexto, el objetivo general del presente estudio consiste en identificar las brechas existentes, junto con un conjunto de acciones sistémicas, de corto y largo plazo, que permitan hacer un mejor uso de las capacidades actuales y perfeccionar planificación futura de la infraestructura de transmisión del sistema eléctrico, manteniendo los estándares de seguridad del sistema.

A nivel específico, se distinguen tres objetivos:

- Realizar un análisis de la experiencia internacional e investigaciones previas, con foco en desarrollo de infraestructura de transmisión, condiciones para implementar tecnologías avanzadas y metodologías de planificación.

- Realizar un diagnóstico de las condiciones actuales de operación del sistema eléctrico, identificando posibles elementos limitantes para una operación eficiente del sistema de transmisión, así como aquellas que resultan en retraso en el despliegue de proyectos.
- Realizar un análisis del proceso de planificación, levantando la experiencia internacional específica sobre nuevas prácticas para realizar la planificación, identificando la necesidad de cambios a metodología, criterios y supuestos, entre otros.

2.3 ESTRUCTURA GENERAL DEL ESTUDIO

El equipo Consultor ha dividido el trabajo en cuatro módulos o capítulos para abordar los objetivos anteriores. El alcance de cada uno de estos módulos se detalla a continuación.



Figura 1 Módulos del estudio

- **Módulo 1: acciones de corto plazo:** En este módulo se indaga sobre aquellos elementos de la operación del SEN que resultan en limitaciones o congestiones de transmisión, como pueden ser las metodologías de programación de la operación y la operación en tiempo real.
- **Módulo 2: acciones de mediano plazo:** Este módulo se enfoca en la aplicación de nuevas tecnologías para permitir un mejor uso de la capacidad de transmisión existente, destacando las del tipo *hardware* como DLR, Almacenamiento y FACTS, entre otros.

- **Módulo 3: acciones de mediano-largo plazo:** En este módulo se discute acerca de la necesidad de contar con metodologías adecuadas para la planificación de la red, en el contexto de sistemas profundamente descarbonizados. Se presenta una aplicación al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y distintos ejemplos ilustrativos.
- **Módulo 4: Regulación:** En este módulo se discutirá aquellas barreras identificadas para el despliegue de las distintas medidas recomendadas que se han levantado en los módulos anteriores.

3 Módulo 1: Acciones de corto plazo

En primer lugar, se indaga sobre aquellos elementos de la operación del SEN que están relacionadas con la programación del día anterior, o la operación en tiempo real, que resultan en limitaciones o congestiones de transmisión. En esta línea, se llevan a cabo dos actividades.

- **Uso eficiente del sistema de transmisión existente:** Análisis de datos históricos sobre uso de principales corredores congestionados con el objetivo de entender si hay un uso eficiente de los recursos disponibles y su relación con la operación de tiempo real.
- **Revisión de despacho inflexible de centrales a carbón:** Ejemplo aplicado al SEN comparando programación de la operación para distintos modelamientos de costos y tiempos de partida/parada, con las respectivas revisiones de cumplimiento de estándares de seguridad, reservas, inercia y efectos en el vertimiento

En las siguientes secciones se expondrá en mayor detalle dichas actividades.

3.1 USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EXISTENTE

A pesar de que en Chile existe un régimen de precios nodales, donde el costo marginal se calcula para más de 1000 nodos en el Sistema, en la práctica la operación del Sistema se realiza de manera zonal.

Para este efecto, el operador define un total de 8 zonas (ver Figura 2) y va registrando la central que margina para cada una de ellas. Así, cuando existe capacidad de transferencia de potencia entre dos áreas o zonas, la central marginal será la misma para ambas. En caso contrario, se registrará un desacople y la central (o tecnología) que marque el costo marginal será diferente, produciendo un *gap* de precios.

Todo este proceso se va registrando en un documento que se publica día a día, llamado “Registro de Instrucciones Operacionales” [1]. La Figura 3 muestra una parte de este documento, el cual es el principal *input* para el cálculo del Costo Marginal.



Figura 2 Zonas registradas por el operador del sistema chileno para cálculo de costo marginal

Operar un sistema multinodal bajo una lógica zonal trae como principal desafío la reducción del sistema de transmisión entre las zonas y la capacidad de hacer una gestión óptima de los recursos de transmisión.

Así, se evidencia que el Coordinador no ve la totalidad del sistema al dar las instrucciones de operación, sino que una versión simplificada de este, mientras que las congestiones intra zonales son solo observadas (a través del SCADA del CEN o de los centros de control de las empresas).

Por otro lado, la tabulación de los registros operacionales es en gran parte un proceso manual, que queda a criterio del operador de turno. Así, un evento de congestión no necesariamente es algo que se mide, sino que se declara de acuerdo con los registros de operación. A modo de ejemplo, en la Figura 3 se presenta el registro de la central marginal en cada una de las zonas del sistema conforme va ocurriendo la operación real. Como se puede observar, la central marginal es distinta para las barras entre las 13:36 horas y las 17:10. Se puede ver que en la zona norte (Crucero, Diego de Almagro, Cardones y Pan de Azúcar) la central marginal es ERNC, mientras que en la zona más central (Quillota, Alto Jahuel y Charrúa) la central marginal es Santa María y, finalmente, en la zona sur (Puerto Montt) la central marginal es DEGAN.

Hora	CRUCERO_220	D.ALMAGRO_220	CARDONES_220	P.AZÚCAR_220	QUILLOTA_220	A.JAHUEL_220	CHARRUA_220	P.MONTT_220
0:20	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	TRAPEN DIESEL
1:04	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	TRAPEN DIESEL
2:00	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	TRAPEN DIESEL
3:00	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	TRAPEN DIESEL
4:00	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	TRAPEN DIESEL
4:12	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	TRAPEN DIESEL
4:20	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL
4:20	CERROPABELLON-G2A_GEO	CERROPABELLON-G2A_GEO	CERROPABELLON-G2A_GEO	CERROPABELLON-G2A_GEO	CERROPABELLON-G2A_GEO	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	TRAPEN DIESEL
4:22	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL
4:38	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL
4:39	CANUTILLAR	CANUTILLAR	CANUTILLAR	CANUTILLAR	CANUTILLAR	CANUTILLAR	CANUTILLAR	CANUTILLAR
5:00	CANUTILLAR	CANUTILLAR	CANUTILLAR	CANUTILLAR	CANUTILLAR	CANUTILLAR	CANUTILLAR	CANUTILLAR
5:31	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL
6:00	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL
7:30	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL	TENO DIESEL
7:40	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL	TRAPEN DIESEL
7:49	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	TRAPEN DIESEL
7:55	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	TRAPEN DIESEL
8:00	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	TRAPEN DIESEL
8:47	COCHRANE-CCH2_CAR	COCHRANE-CCH2_CAR	COCHRANE-CCH2_CAR	COCHRANE-CCH2_CAR	COCHRANE-CCH2_CAR	COCHRANE-CCH2_CAR	COCHRANE-CCH2_CAR	TRAPEN DIESEL
8:52	QUINTERO-2_GN_A	QUINTERO-2_GN_A	QUINTERO-2_GN_A	QUINTERO-2_GN_A	QUINTERO-2_GN_A	QUINTERO-2_GN_A	QUINTERO-2_GN_A	TRAPEN DIESEL
8:57	BOCAMINA-2_CAR	BOCAMINA-2_CAR	BOCAMINA-2_CAR	BOCAMINA-2_CAR	BOCAMINA-2_CAR	BOCAMINA-2_CAR	BOCAMINA-2_CAR	TRAPEN DIESEL
9:21	CANDELAJA-2_GN_A	CANDELAJA-2_GN_A	CANDELAJA-2_GN_A	CANDELAJA-2_GN_A	CANDELAJA-2_GN_A	CANDELAJA-2_GN_A	CANDELAJA-2_GN_A	TRAPEN DIESEL
9:49	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	TRAPEN DIESEL
10:00	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	TRAPEN DIESEL
11:00	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	TRAPEN DIESEL
12:12	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	SANISDRO-2_TG1+TV1_GN_A	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	TRAPEN DIESEL
13:18	CERROPABELLON-G2A_GEO	CERROPABELLON-G2A_GEO	CERROPABELLON-G2A_GEO	CERROPABELLON-G2A_GEO	CERROPABELLON-G2A_GEO	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	TRAPEN DIESEL
13:31	CERROPABELLON-G2A_GEO	CERROPABELLON-G2A_GEO	CERROPABELLON-G2A_GEO	CERROPABELLON-G2A_GEO	CERROPABELLON-G2A_GEO	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	TRAPEN DIESEL
13:36	ERNIC	ERNIC	ERNIC	ERNIC	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	TRAPEN DIESEL
13:42	ERNIC	ERNIC	ERNIC	ERNIC	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	TRAPEN DIESEL
14:07	ERNIC	ERNIC	ERNIC	ERNIC	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	CHILDE DIESEL
15:22	ERNIC	ERNIC	ERNIC	ERNIC	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	LOS PINOS DIESEL	DEGAN DIESEL
16:00	ERNIC	ERNIC	ERNIC	ERNIC	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	DEGAN DIESEL
16:30	ERNIC	ERNIC	ERNIC	ERNIC	SANTAMARIA_CAR	SANTAMARIA_CAR	SANTAMARIA_CAR	DEGAN DIESEL
17:00	ERNIC	ERNIC	ERNIC	ERNIC	SANTAMARIA_CAR	SANTAMARIA_CAR	SANTAMARIA_CAR	DEGAN DIESEL
17:41	NEHUENCO-1_TG1+TV1_GN_A	NEHUENCO-1_TG1+TV1_GN_A	NEHUENCO-1_TG1+TV1_GN_A	NEHUENCO-1_TG1+TV1_GN_A	NEHUENCO-1_TG1+TV1_GN_A	NEHUENCO-1_TG1+TV1_GN_A	NEHUENCO-1_TG1+TV1_GN_A	DEGAN DIESEL
18:00	NEHUENCO-1_TG1+TV1_GN_A	NEHUENCO-1_TG1+TV1_GN_A	NEHUENCO-1_TG1+TV1_GN_A	NEHUENCO-1_TG1+TV1_GN_A	NEHUENCO-1_TG1+TV1_GN_A	NEHUENCO-1_TG1+TV1_GN_A	NEHUENCO-1_TG1+TV1_GN_A	DEGAN DIESEL
19:00	NEHUENCO-2_TG1+TV1_GNL_C	NEHUENCO-2_TG1+TV1_GNL_C	NEHUENCO-2_TG1+TV1_GNL_C	NEHUENCO-2_TG1+TV1_GNL_C	NEHUENCO-2_TG1+TV1_GNL_C	NEHUENCO-2_TG1+TV1_GNL_C	NEHUENCO-2_TG1+TV1_GNL_C	TRAPEN DIESEL
19:10	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	CIPRESES sinv	TRAPEN DIESEL
19:56	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TRAPEN DIESEL
20:00	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TRAPEN DIESEL
21:06	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TRAPEN DIESEL
22:12	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TRAPEN DIESEL
23:00	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TALTAL-2_GNL_D	TRAPEN DIESEL

Figura 3 Registro de instrucciones operacionales simplificado 27/01/2022

3.1.1 Metodología

El objetivo de la actividad fue contar con un análisis basado en la estadística que relacionara los flujos por determinados tramos del sistema, versus lo que se consignó en las planillas de Registro de Instrucciones Operacionales. Para esto se realizaron tres actividades principales que se detallan a continuación:

1) Obtención masiva de planillas Excel de Registro de Instrucciones Operacionales:

- Descarga de las planillas para cada día de 2022, junto con el procesamiento de cada una de ellas para llevarlas a una resolución de minutos.
- De norte a sur se fueron definiendo *interfaces* de transmisión entre las barras de referencia. Luego, al comparar las centrales marginales entre las barras de cada interfaz, se fueron registrando los eventos de desacople, junto con la duración de estos.

2) Construcción de un sistema de transmisión reducido:

- Con el fin de poder comparar los flujos de transmisión entre zonas con los eventos de desacople, se procedió a generar un sistema de transmisión reducido, que coincidiera con la representación que el Coordinador utiliza para operar el sistema.
- Se procedió a descargar toda la información de flujos de transmisión disponible para el año 2022.
- Así, para cada línea reportada, se obtuvo su barra de inicio y barra final, las cuales fueron después asociadas con sus respectivas barras de referencia, de acuerdo con el criterio del Coordinador.
- La asignación de las barras a su respectiva zona o barra de referencia se hizo utilizando el árbol de transmisión virtual que el Coordinador utiliza para el cálculo del costo marginal.

3) Cruce de datos con resolución de horario.

- Finalmente, se procedió a cruzar los datos de flujo y eventos de desacople detectados, para cada hora del año 2022.

3.1.2 Resultados Nueva Pan de Azúcar - Polpaico

Como caso más notable de los análisis realizados se distingue la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, la cual permite estudiar las congestiones en el flujo norte-sur y, adicionalmente, cuenta

con un estudio de sus limitaciones realizado recientemente [2], lo que entrega un buen punto de comparación.

En el último estudio de limitaciones de transmisión [2] se definieron una serie de escenarios en los cuales se determinaron los flujos máximos para el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico (ver Anexo A para más detalles sobre los escenarios).

La Figura 4 muestra el detalle del escenario más conservador (sistema con baja inercia y las generadoras de Guacolda fuera de servicio) considerando una desconexión en 1 circuito de la línea Los Changos – Cumbre y desconexión 1 circuito de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico sentido Norte-Sur. En dicho estudio se consigna el flujo máximo a transitar por ambos circuitos es de 1860 MW.

Sin embargo, en el estudio se aclara que “[e]l valor utilizado en la operación en tiempo real corresponde a 2000 MVA medido en la S/E Polpaico, considerando un factor de seguridad con el objetivo de no sobrepasar la capacidad de sobrecarga permanente de los TTCC de esta subestación - 2078 MVA” [3].

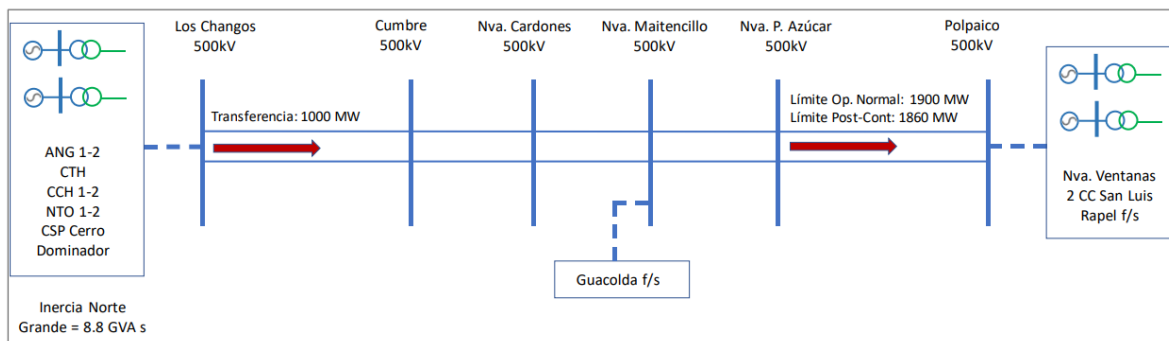


Figura 4 Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s2: Sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio [2].

Cuando se estudian las congestiones de esta línea con la metodología de la sección 3.1.1 se pueden observar eventos de desacople (es decir, centrales marginales distintas en zonas contiguas) donde se está fuera de estos límites establecidos en [2] y [3]. La Figura 5 muestra los valores horarios de flujo registrados para la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, indicando en azul los puntos que son registrados como desacople.

En general, existe un uso intensivo de la línea y la aparición de eventos de desacople es consistente. No obstante, idealmente los puntos azules deberían estar en los 2000 MW o muy cercanos. Sin embargo, existen registros de desacoples en los cuales la línea no supera los 500 MW de flujo.

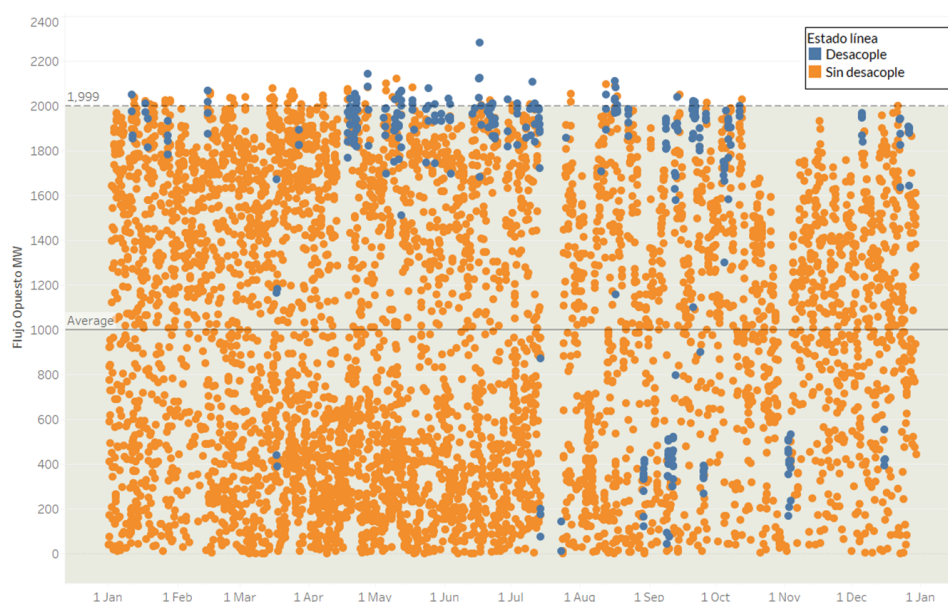


Figura 5 Flujo de transmisión Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV sentido norte-sur

La Figura 6 muestra la distribución del flujo de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico en estado con y sin desacople según el Registro de Instrucciones. De la figura se desprende que un número significativo de horas declaradas en desacople no registran un uso máximo. Particularmente, al analizar la situación donde se declara desacople (parte superior de la figura), se obtiene que existieron 268 horas con flujo inferior a 2000 MW, lo que representa un 84% de las horas donde se declaran desacoples. Es importante destacar que los trabajos en la línea o las fallas restringe fuertemente el flujo (puntos a la izquierda en la gráfica, en torno a 400 MW), situaciones que son reportadas por el operador, pero también hay casos en los que no se explicita totalmente la causa de la restricción del flujo desde los informes diarios registrados por el CEN¹.

¹ Informe de Novedades del Centro de Despacho de Carga (CDC). Recuperado de <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/novedades-cdc/> (19 de junio de 2023).

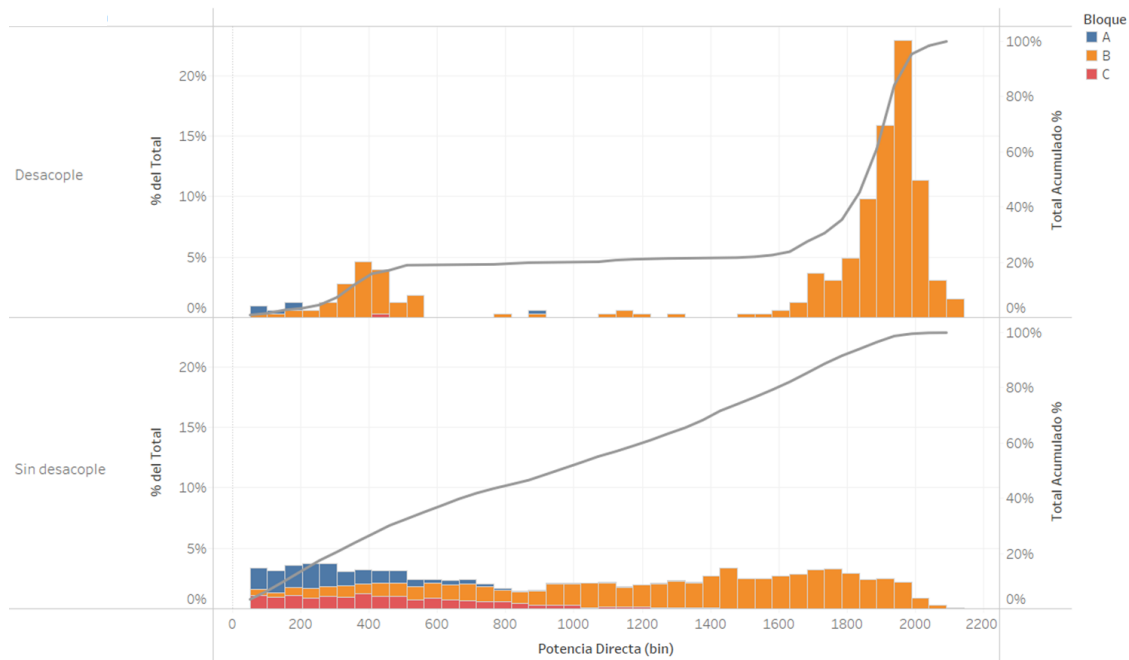


Figura 6 Distribución flujo Nueva Pan de Azúcar -> Polpaico

Para ejemplificar los impactos de las restricciones en esta línea se presenta a continuación un análisis enfocado en el día 27 de enero de 2022. Los flujos en la línea durante el evento se pueden ver en la Figura 7. Como se observa, en las horas 14 a 17, la línea tiene flujos inferiores al límite térmico de 2000 MVA, los cuales fueron declarados en los registros de instrucciones como desacople entre zonas. Lo anterior se verifica al analizar los costos marginales reales. La Figura 8 muestra distintas barras del sistema donde se observan costos marginales altos en la zona centro, versus costos marginales cero en la zona norte.

Lo anterior se resume en la Tabla 1 donde se muestra la central que esta marginando en cada barra y el flujo total norte-sur. Cabe señalar que, para este caso, en el informe diario no se señalan situaciones de falla de unidades u otras que podrían llevar a la restricción de tener un flujo menor.

Nva P de Azucar - Polpaico 500 kV - 27/1/2022

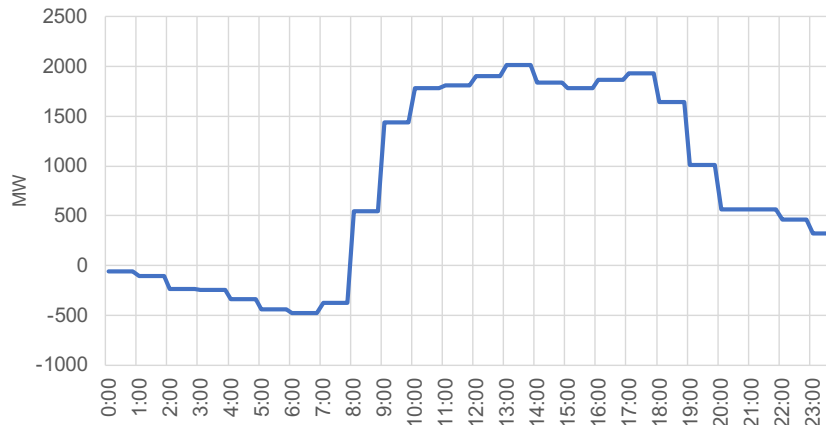


Figura 7 Flujos Nueva pan de azúcar - Polpaico 500 kV día 27/01/2022

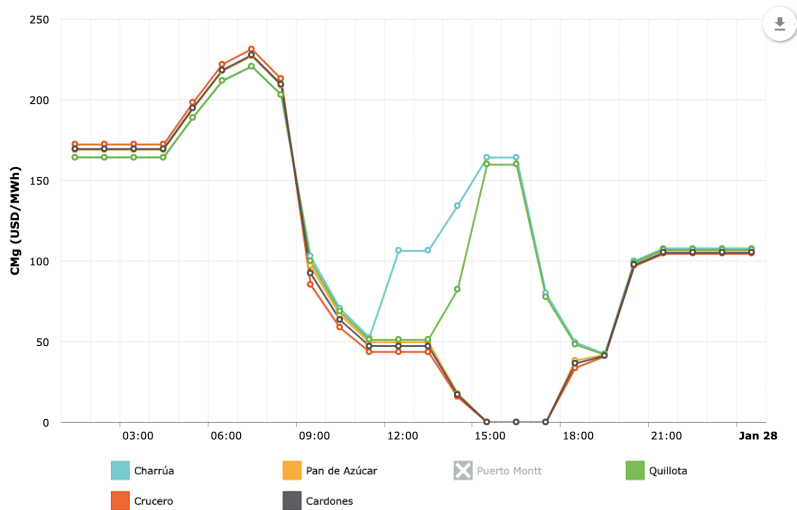


Figura 8 Costos marginales barras del sistema 27/01/2022

Tabla 1 Flujo por línea Pan de Azúcar – Polpaico y centrales marginales 27/01/2022

Hora	Central marginal Pan de Azúcar	Central marginal Polpaico	Flujo Total Norte Sur MW
14:00	ERNC	LOSPINOS_DIESEL	1,844
15:00	ERNC	LOSPINOS_DIESEL	1,780
16:00	ERNC	CIPRESES_sinv	1,867
17:00	ERNC	SANTAMARIA_CAR	1,932

La Figura 9 muestra el vertimiento eólico y solar horario durante el día, donde se observa, por ejemplo, que el vertimiento en la hora 15 es superior a los 400 MW, mientras que en la línea existe una capacidad remanente de 220 MW.

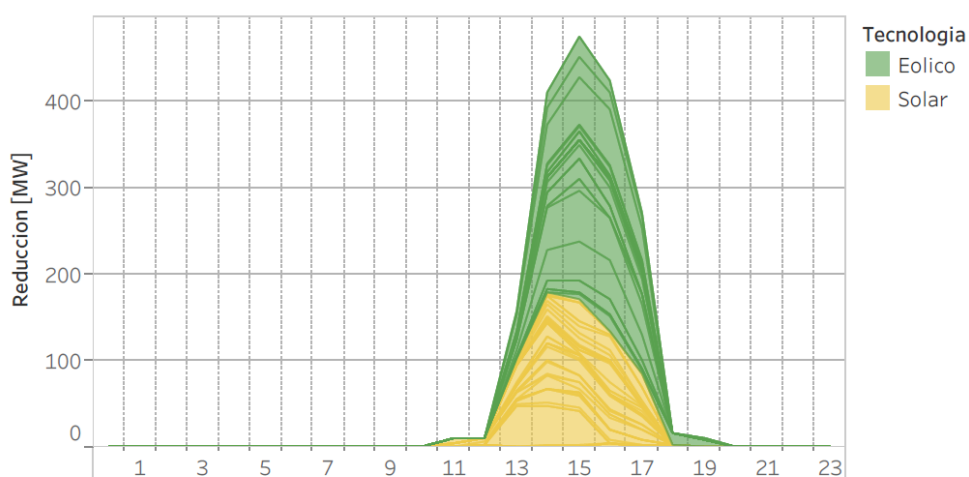


Figura 9 Vertimiento 27/01/2022

Es decir, en vista de los datos analizados, este tipo de eventos generan un triple efecto para los participantes de mercado:

1. Se les recorta en mayor medida su generación disponible, al registrar falta de espacio en el sistema de transmisión.
2. Su inyección se valoriza a costo marginal cero.
3. Se produce un diferencial de precio entre la barra de inyección y un potencial retiro en Polpaico, donde se encuentran los grandes retiros de demanda regulada. Este diferencial, si bien puede que no se reduzca a cero, dado que los vertimientos pueden ser superiores a la capacidad no utilizada, es probable que el aumento de flujo de energía renovable hacia la zona centro permita al menos reducir el costo marginal en esta zona.

3.2 REVISIÓN DE INFLEXIBILIDAD DE CENTRALES A CARBÓN

La congestión en las líneas de transmisión entre el norte y centro/sur de Chile es un problema que se ha ido acentuando en los últimos años. Estas congestiones son principalmente en horas solares y son, en parte, explicadas por la creciente penetración de proyectos renovables instalados en la zona norte y la concentración de la demanda en la zona centro/sur. No obstante, parte de la capacidad norte-sur es utilizada por la generación termoeléctrica que es mantenida en operación durante esas horas, en lo que se conoce como estado a “mínimo técnico”

La Figura 10 muestra los datos históricos de la generación promedio total de las centrales a carbón en los meses de febrero, julio y noviembre del año 2022. Se aprecia el ciclo de baja y toma de carga intradiario, pero más importante, se observa que las centrales térmicas son despachadas a mínimo técnico en las horas solares, obstaculizando el flujo de energía renovable por las líneas de transmisión.

La Figura 11 muestra el vertimiento de las centrales eólicas y solares para los mismos meses en el año 2022. Al comparar ambas figuras se puede observar que los vertimientos en las horas solares son comparables a la generación total a carbón en dichas horas. Por esta razón, en esta sección se estudian las inflexibilidades del parque a carbón, revisando los supuestos detrás de la programación de la operación, a fin de intentar comprender las razones de este modo de operación, junto con realizar estimaciones del efecto de flexibilizar los tiempos y costos de encendido y apagado.

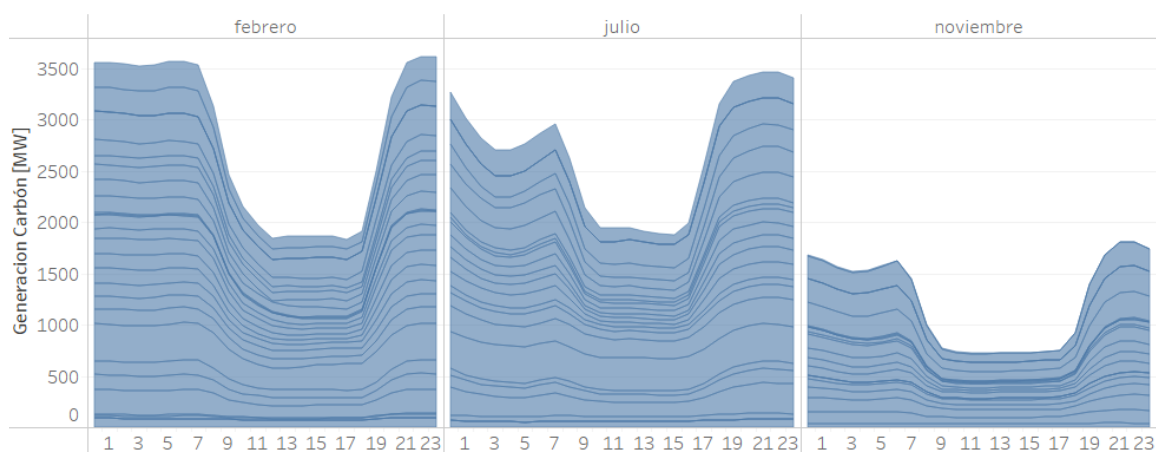


Figura 10 Operación promedio horaria de las centrales a carbón 2022

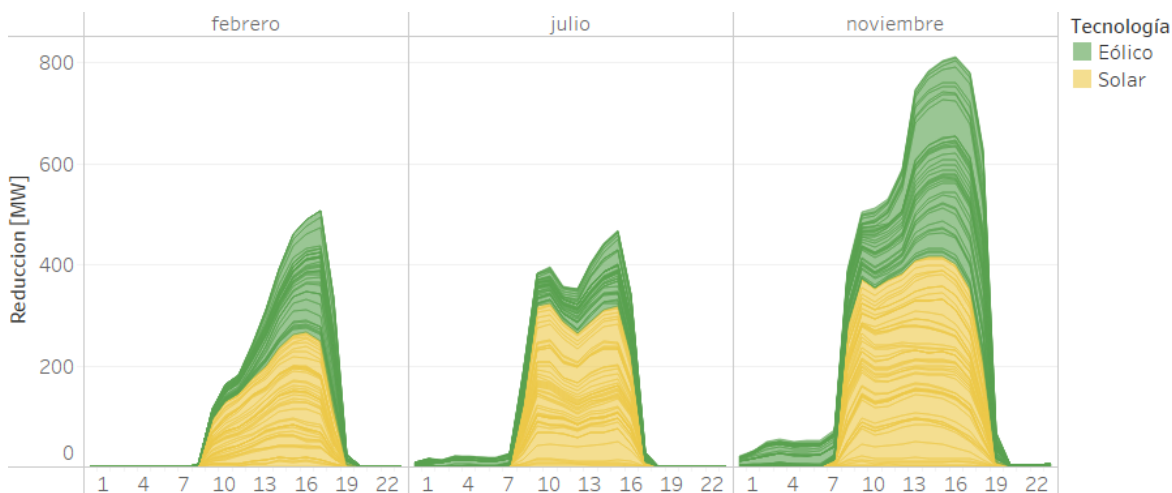


Figura 11 Recortes promedio horario eólico-solar 2022

3.2.1 Costos de encendido/apagado

En primer lugar, se analizan las magnitudes de los costos de encendido y apagado que son utilizados por el CEN al momento de programar la operación de las centrales. La Figura 12 muestra los costos promedio de encendido de las centrales a carbón durante el año 2022, calculado en USD/MW para efectos de normalizar los valores y hacerlo comparativo entre unidades generadoras.

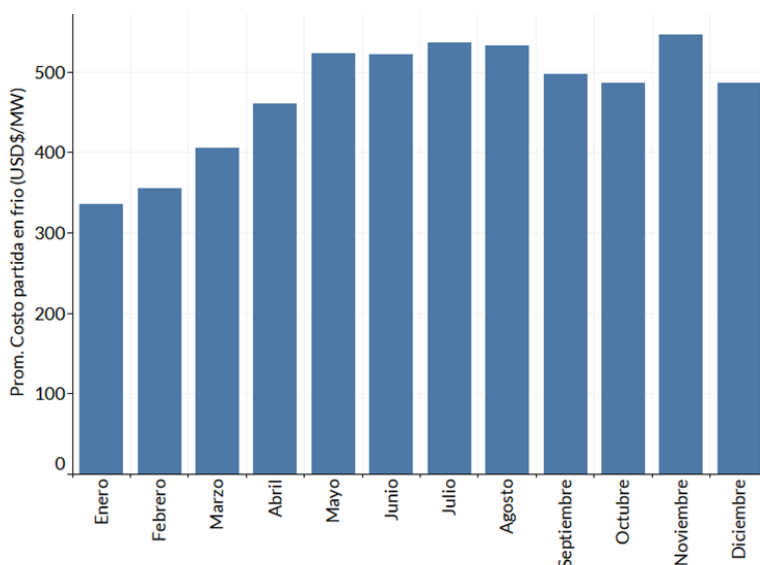


Figura 12 Costos de partida de centrales a carbón durante 2022 en el CEN (costos en USD/MW) [4]

La Figura 13 muestra los encendidos promedios de las unidades a carbón de los últimos 5 años. Al analizar la figura se puede ver que históricamente ocurre aproximadamente un encendido por mes, lo cual guarda relación con que estas unidades -en su operación- solo reducen carga en horas solares y no salen de servicio para retornar posteriormente en horas de la noche, es decir, las centrales a carbón tienden a funcionar de forma casi ininterrumpida.

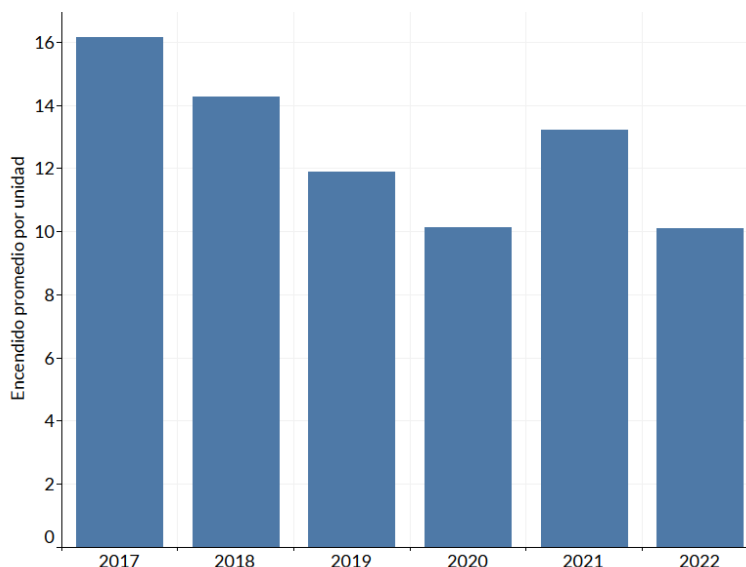


Figura 13 Encendidos promedio por unidad en los últimos 6 años (Estos valores incluyen las fallas de las unidades)

Los costos anteriormente presentados son una de las principales razones que resultan en una operación inflexible de las unidades, toda vez que la programación de la operación tiene por objetivo minimizar los costos de operación y falla, considerando los costos asociados a encendidos y apagados de las unidades.

Así, puesto en simple, considerando un costo de encendido y apagado de 500 USD/MW y una central de 150 MW con un mínimo técnico de 50 MW se tiene que los costos de apagar y encender la unidad resultan en alrededor de USD 150.000, mientras que, por otro lado, el ahorro al reemplazar la generación a mínimo técnico por Energía Renovable Variable (ERV) (suponiendo que existen 50 MW disponibles que no se pueden integrar a la red) es de unos 60.000 USD². Por lo tanto, la decisión de mínimo costo corresponderá a mantener la unidad en operación.

Un aspecto importante detrás de dichos valores de costos es que en el mercado chileno solo se considera un costo de encendido y apagado con sus respectivos tiempos mínimos de funcionamiento, mientras que en la literatura [5] [6] [7] se definen tres tipos de partida para las centrales a carbón. Estos tipos dependen del tiempo que llevan fuera de servicio³ y son los siguientes:

- Partida en frío: La central ha estado fuera de servicio más de 40 horas.
- Partida en tibio: La central ha estado fuera de servicio entre 5 y 40 horas.
- Partida en caliente: La planta ha estado fuera de servicio por menos de 5 horas.

Cada tipo de partida tiene un costo, el cual se relaciona con el tiempo que ha estado fuera de servicio. La Tabla 2 muestra un ejemplo de los costos y tiempos de encendido y apagados asociados a las centrales carboneras en el sistema australiano [7].

² 50 MW por 8 horas, con un costo variable de 150 USD/MWh.

³ Dependiendo la literatura revisada, los tiempos que se consideran para cada tipo de partida pueden variar levemente.

Tabla 2 Costos de partida y tiempo fuera de servicio reportados en el sistema australiano para diferentes tipos de partida

Tipo de partida	Tiempo fuera de servicio [hr]	Costos [USD/MW] ⁴
Partida en frío (Cold start)	24	288
Partida en tibio (Warm start)	4	99
Partida en caliente (Hot start)	2	33

3.2.2 Antecedentes y simulaciones realizadas

En esta sección se presentan los resultados de un análisis cuantitativo realizado, cuyo objetivo es dimensionar las implicancias de una operación de centrales a carbón que reconoce los tiempos y costos de partida en condiciones de *warm* y *hot start*⁵. Este análisis se lleva a cabo mediante simulaciones de la operación con resolución horaria y modelos de *unit commitment* para el año 2023, considerando una condición hidrológica media (23 TWh).

Se definen 3 casos de estudio⁶:

1. *Base*: Este caso tiene los costos y tiempos de partida registrados en diciembre 2022.
2. *Warm start*: Se consideran los tiempos y costos de partida en tibio.
3. *Hot start*: Se consideran los tiempos y costos de partida en caliente.

Dado que se simula el 2023, se actualiza la capacidad instalada estimada a integrar durante el año siguiendo lo indicado en la Figura 14. Es esperable que el aumento de capacidad solar hacia fin de año exacerbe la congestión y vertimientos hacia esos meses.

⁴ Los costos del sistema australiano fueron actualizados a dólares 2023

⁵ Este análisis no considera el desgaste de las máquinas a raíz de la implementación de este tipo de partidas, lo que ocasiona un aumento en el costo de mantenimiento, así como también un aumento de las tasas de falla dado que las centrales térmicas son más propensas a fallar en el periodo de encendido y apagado.

⁶ Para obtener los costos y tiempos de partida de los generadores del sistema chileno para los casos Warm start y Hot start se utilizan los valores del caso base y la razón entre los costos del sistema australiano reportados en la Tabla 2.

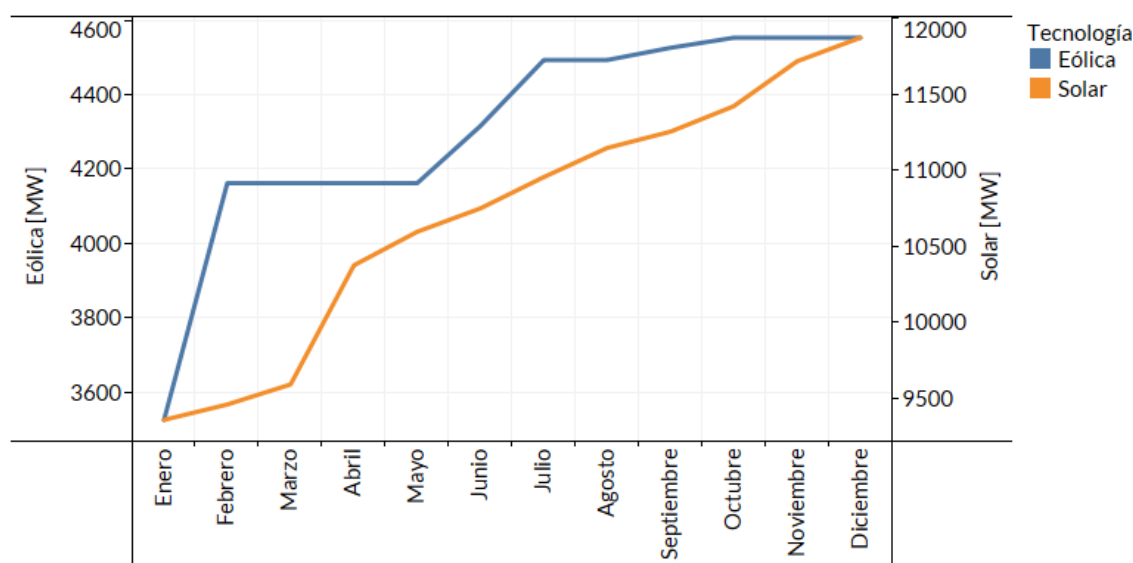


Figura 14 Capacidad instalada acumulada esperada para el año 2023 tecnologías eólica y solar (Con respecto a 2022, según programación diaria del CEN al 1 de marzo 2023).

En adición a los casos anteriores, donde se sensibilizan los costos de partida y parada, se consideran dos sensibilidades del caso base:

1. **Sensibilidad sin restricciones:** No se consideran restricciones técnicas de generadores ni otras asociadas a las reservas en giro, inercias, entre otras.
2. **Sensibilidad restricciones de inercia:** se estudia el impacto de incluir restricciones de inercia en los modelos de *Warm start* y *Hot start* (6000 MVA de Maitencillo al norte)

3.2.2.1 Resultados: Casos de estudio

La Figura 15 muestra la operación de las centrales a carbón para el caso base y los casos *Warm start* y *Hot start* en los meses de febrero, julio y noviembre. En la figura se puede ver el efecto de flexibilizar los tiempos y costos de encendido y apagado, teniéndose que la generación de las centrales a carbón en las horas solares disminuye al disminuir los costos de encendido y apagado. Este comportamiento es una tendencia en todos los meses observados, destacando el mes de febrero en el *Hot start*, donde la producción de las centrales a carbón disminuye a valores cercanos a cero.

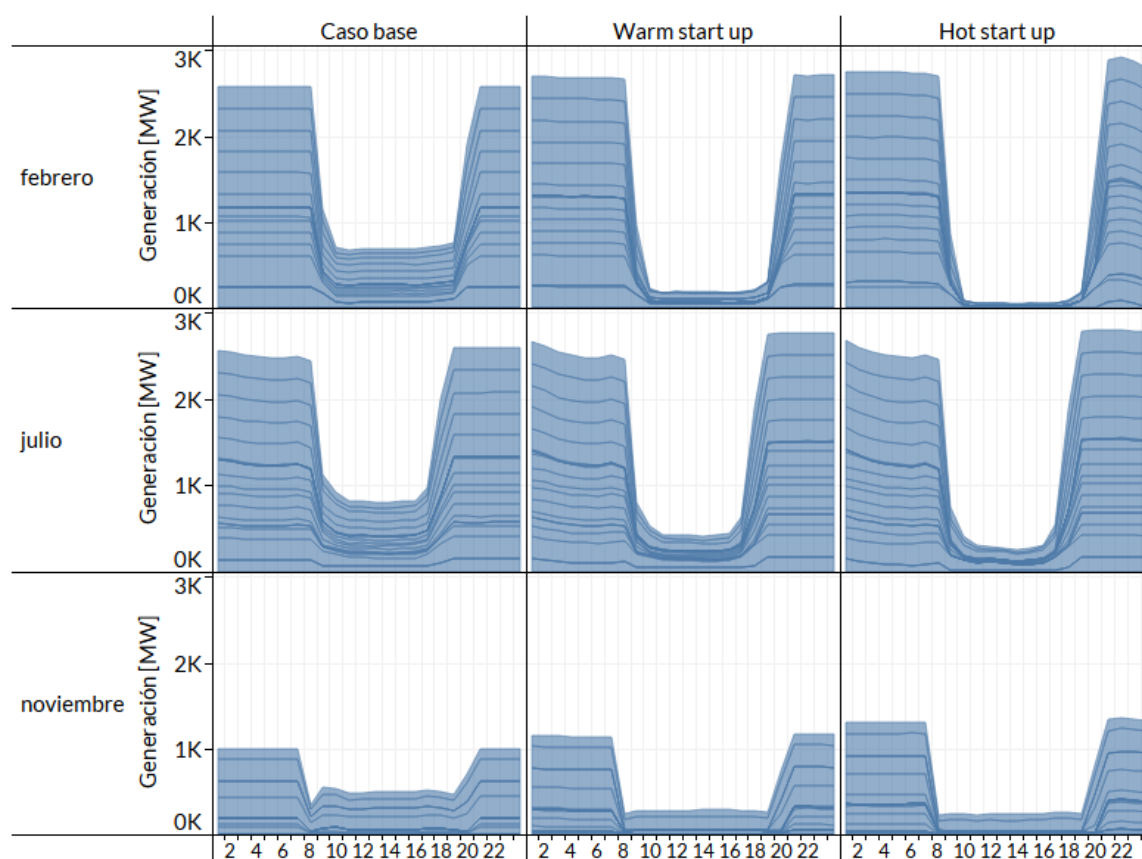


Figura 15 Operación promedio horaria con distintos costos y tiempos de partida

La Figura 16 muestra el vertimiento en los distintos casos de estudio. La figura muestra como al pasar del caso base a los casos *Warm* y *Hot start* el vertimiento disminuye en torno a un 2%, no existiendo grandes diferencias entre el caso *Warm* y el *Hot start*. Esto se debe a que el caso *Warm start* tiene un ciclaje adicional que permite aprovechar el exceso de energía renovables en horas solares.

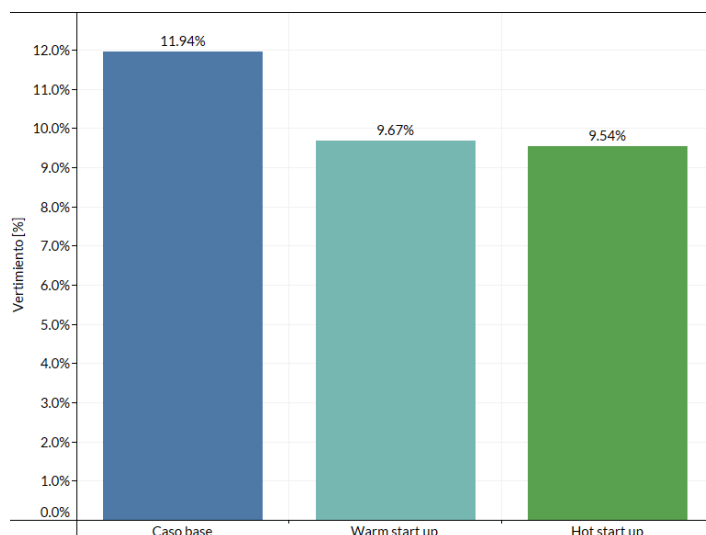


Figura 16 Vertimiento anual para los distintos casos de estudio

3.2.2.2 Sensibilidad: Modelo sin restricciones

La sensibilidad sin restricciones técnicas de las unidades sirve como referencia para diagnosticar el problema de fondo que posee el sistema.

La Figura 17 muestra perfiles horarios resultantes para la generación de las centrales carbón y la generación renovable del modelo sin restricciones para los meses de abril, junio, agosto, octubre y diciembre, en conjunto con la demanda y la disponibilidad renovable (generación más recortes). En la figura se puede ver que, al relajar las restricciones del sistema, las centrales a carbón tienden a producir valores cercanos a 0 o apagarse en horas solares. Además, se puede ver cómo en los meses de octubre y diciembre la disponibilidad renovable en horas solares supera con creces la demanda del sistema, lo que implica un alto vertimiento.

De esta forma, a pesar de reducir a 0 la generación inflexible en horas solares, la generación renovable alcanza valores superiores a la demanda en las horas solares. Esto hace infructuosas las medidas pro expansión de la transmisión y de flexibilidad operacional para reducir el vertimiento.

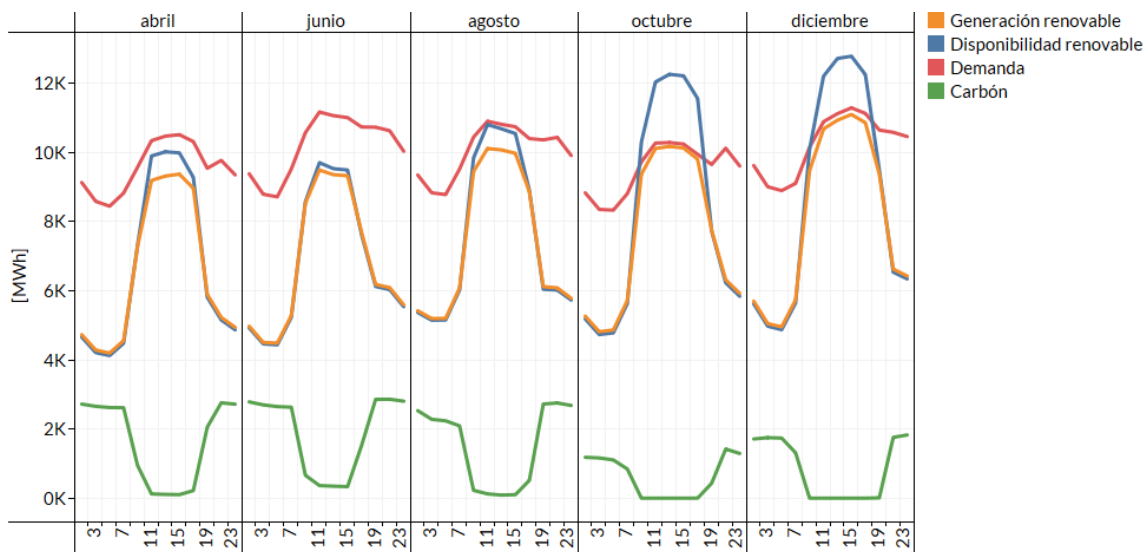


Figura 17 Perfiles horarios resultantes para el caso sin restricciones.

La Figura 18 y la Figura 19 muestran respectivamente los vertimientos mensuales y anuales para los distintos casos, como porcentaje de la generación total eólica y solar disponibles. Los recortes anuales eólico-solar alcanzarían aproximadamente unos 5000 GWh (12%) en el caso base, mientras que el sistema alcanzaría un nivel de penetración de 40%. Los recortes se acentuarían en el último trimestre del año, y estarían cerca de triplicar los valores del 2022.

Estas figuras también muestran un antecedente muy importante; el mínimo vertimiento teórico que se podría alcanzar en el caso sin restricciones es de un ~8%, teniendo una reducción de un 4% respecto del caso base. Esto es una mejora de un 2% respecto a los casos *Warm* y *Hot start*, donde solo se reduce el vertimiento alrededor de un 2% (respecto al caso base).

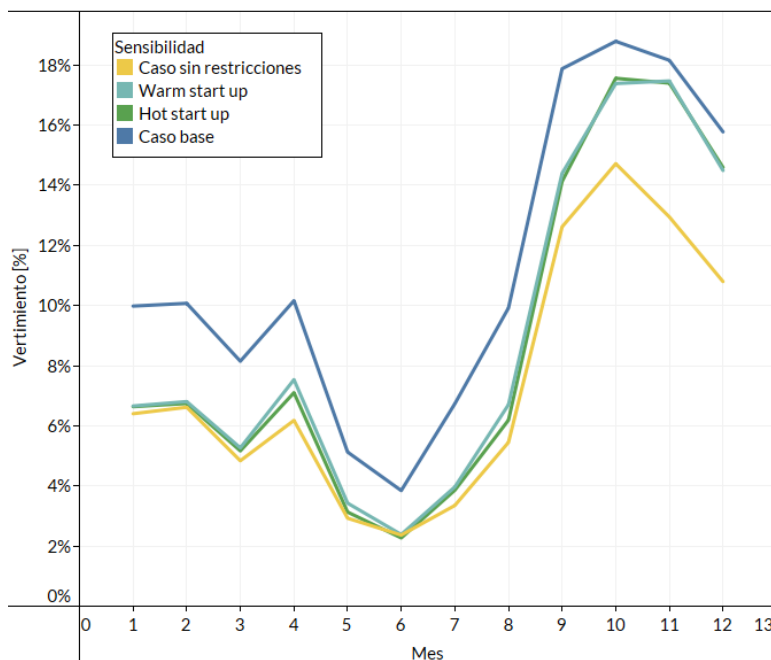


Figura 18 Vertimiento mensual para las distintas sensibilidades

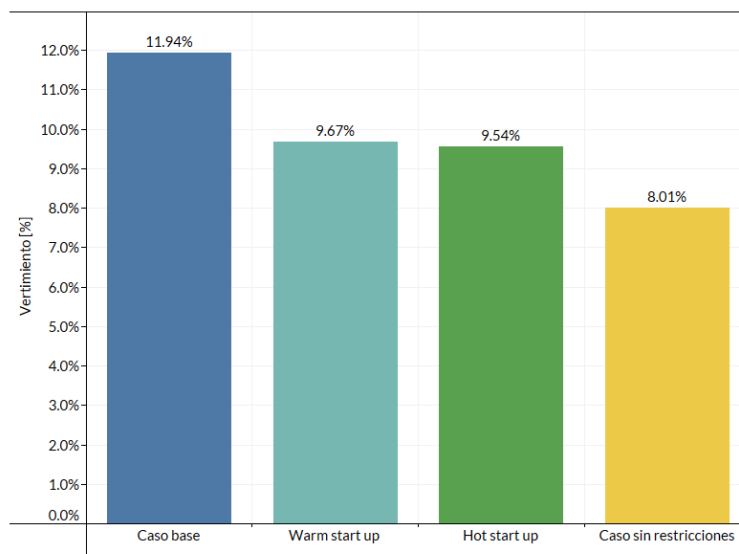


Figura 19 Vertimiento anual para las distintas sensibilidades

3.2.2.3 Sensibilidad: Impacto restricciones de inercia

Los requerimientos de inercia del sistema reducen la flexibilidad del parque, pues estos fuerzan la operación de un conjunto de centrales, impidiendo que sean retiradas de servicio durante la operación. Como consecuencia, la reducción potencial de vertimientos se ve mermada.

La Figura 20 muestra el número de encendidos por central por semana (valor promedio anual) para los distintos casos de estudio y las sensibilidades. En la figura se destaca el comportamiento del caso base, en la cual se tienen centrales que funcionan de forma casi ininterrumpida durante el año, que es lo que ocurre actualmente en el SEN (altas horas de operación, bajo número de encendidos por semana). Al analizar el caso *Warm start*, el tiempo promedio de encendido máximo es de alrededor de 12 días con un gran número de unidades ciclando cada 1 o 2 días. Por último, en el caso *Hot start* el tiempo promedio máximo es de 43 horas (~2 días).

Cuando se analiza el comportamiento de las sensibilidades con inercia se puede ver que, en general, el número de encendidos disminuye, teniendo un subconjunto de generadores con comportamientos similares al del caso base.

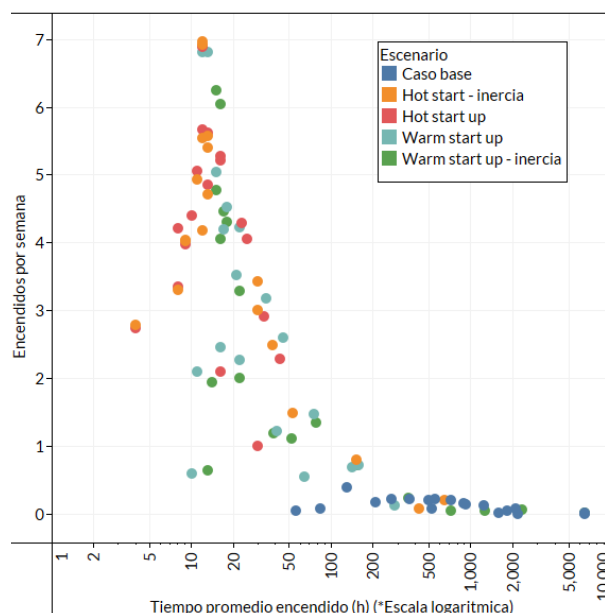


Figura 20 Encendidos por semana y tiempo promedio encendido por central (Todas las centrales)

La Figura 21 resume los resultados del vertimiento anual para los distintos casos de estudio y las sensibilidades. En el caso base se tiene que el vertimiento es de un 11,94% y en los casos *Warm start* y *Hot start* los vertimientos son de 9,67% y 9,54%, respectivamente. De esta forma la reducción en el vertimiento del caso base a las sensibilidades sin inercia es de un 2%. Al implementar las sensibilidades de inercia, se tiene que la reducción del vertimiento entre el caso base y los casos *Warm* y *Hot start* son de alrededor de un 1%.

Por lo tanto, los resultados indican que, para alcanzar la máxima disminución de vertimientos, las medidas en favor de la flexibilidad deben ser complementadas con aporte de otras tecnologías a la inercia del sistema.

Asimismo, cabe señalar que dada la proyección de crecimiento ERV en horas solares, existirá una sobreoferta a tal nivel que impide que estas medidas pro flexibilidad resulten en reducciones significativas de los recortes.

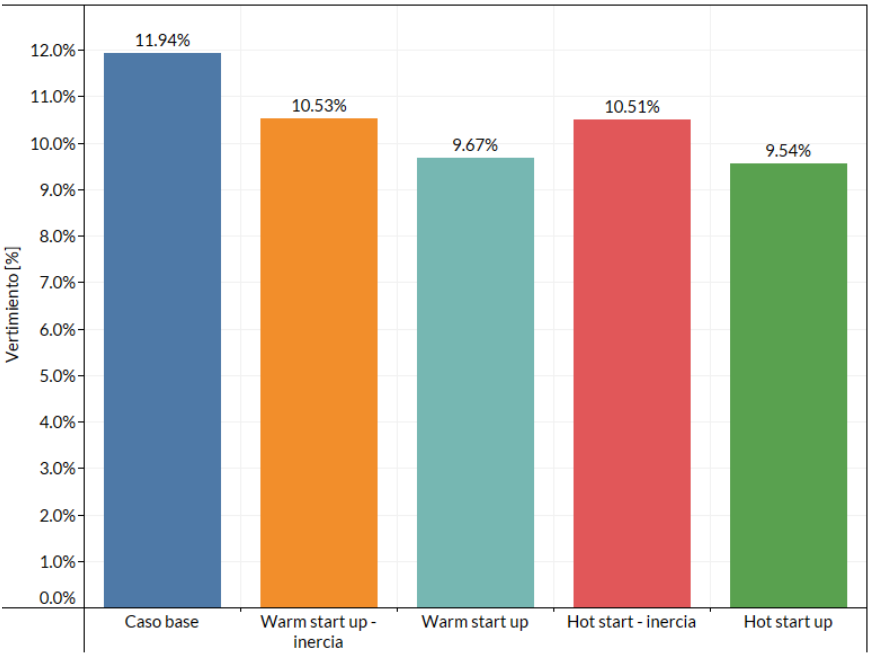


Figura 21 Vertimiento anual sensibilidades con inercia

4 Módulo 2: Acciones de mediano plazo

En esta sección se presenta un análisis de la experiencia internacional en la aplicación de diversas tecnologías avanzadas como soluciones alternativas a la construcción de líneas de transmisión. Estas tecnologías son muy relevantes para un uso eficiente de los recursos de transmisión existentes, siempre que se mantengan los estándares de seguridad del sistema, y al mismo tiempo lo son para una planificación adecuada de la expansión de la transmisión, pues presentan tiempos de despliegue menores en comparación a líneas, pudiendo ser un complemento de activos de transmisión convencionales durante sus periodos de construcción y desarrollo.

En esta revisión, en primer lugar, se clasifican las tecnologías en soluciones de tipo *hardware* o *software*, aunque es preciso señalar que estas pueden ser combinadas en portafolios que permiten alcanzar el objetivo final de aumentar la capacidad de transmisión e, incluso, la confiabilidad de la red en su conjunto. Se describen luego las distintas tecnologías revisadas en base a esta clasificación, su propósito de uso y algunas aplicaciones conocidas, basadas en la experiencia internacional.

Finalmente, se presenta en una tabla resumen distintos aspectos relacionados a los costos de la tecnología, sus tiempos de implementación y beneficios observados en aplicaciones levantadas durante la revisión.

4.1 ACTUADORES Y HARDWARE

Las soluciones brindadas por la tecnología de actuadores y *hardware* se centran en aumentar las capacidades físicas de la infraestructura de red subyacente y en abordar los límites térmicos y de estabilidad que restringen el sistema de transmisión. Estas tecnologías flexibles mejoran la eficiencia, la confiabilidad de la red y permiten incrementar las transferencias a través de la infraestructura de red de transmisión existente. A continuación, se presentan las definiciones de cada una de estas tecnologías flexibles, se explica su propósito de uso, y se describen sus aplicaciones basadas en la experiencia internacional.

4.1.1 Control de flujos mediante FACTS o nuevos dispositivos digitales

Los controladores de flujo de potencia (PFC, por sus siglas en inglés) son una familia de tecnologías que permiten realizar maniobras de control de flujo sobre el sistema de transmisión. Las primeras tecnologías PFC de corriente alterna (AC, por sus siglas en inglés) fueron los *phase-shifting transformers* (PST) [8] y los *tap-changing transformers*, los cuales todavía están en uso. Estas tecnologías están basadas en dispositivos de conmutación mecánica, teniendo un tiempo de respuesta lenta y un nivel tosco de control. Sin embargo, las nuevas tecnologías de sistemas de transmisión flexibles AC (FACTS) están basadas en dispositivos de conmutación digital; por ejemplo, las tecnologías como *static synchronous series compensator* (SSSC), *static synchronous compensator* (STATCOM) y *unified power flow controller* (UPFC), utilizan una electrónica de potencia mejorada, siendo más pequeñas y rápidas, y sin la producción de armónicos [9].

La tecnología PFC de AC permite el control activo del flujo de energía a través del sistema de transmisión sin realizar cambios en el despacho de los generadores o la topología de la red. Más específicamente, los PFC de AC operan ajustando uno o más de los siguientes parámetros: el voltaje sobre los extremos de la línea, la reactancia de la línea, y las diferencias de ángulos de fase entre los extremos de la línea. Debido a que la construcción de una nueva infraestructura de transmisión puede ser un proceso más lento y costoso, las nuevas tecnologías FACTS pueden

maximizar el uso de los activos existentes y apoyar una expansión de la transmisión más efectiva y eficiente.

Otra característica relevante es que son tecnologías modulares y, por lo tanto, son altamente móviles, escalables y se pueden implementar más rápidamente, permitiendo su instalación gradualmente a medida que el sistema evoluciona y surja la necesidad de mitigar congestiones. Por tanto, las tecnologías FACTS permiten el alivio de la congestión mediante el control activo de los flujos de potencia, representando ahorros de costos de operación [9] [10].

En un estudio realizado en la red de transmisión Norte-Sur de 500kV de Fujian, China, consideraron que la capacidad de transmisión se restringe drásticamente debido al desequilibrio de la capacidad de cada línea. En la red formada por 3 enlaces, consideraron que los requisitos de capacidad alcanzarían los 950 y 1200 MW para 2020 y 2025, respectivamente. Para resolver los problemas, analizaron escenarios de inversión de una redundancia en la línea de menor capacidad y la inversión de un controlador de flujo de potencia unificado (UPFC, por sus siglas en inglés) en el sistema. Por lo tanto, determinaron que la aplicación del UPFC es la inversión más económica y que puede posponer la construcción de la línea hasta 2026 en caso de tener un crecimiento de carga lento o un suministro abundante de energía. Sin embargo, concluyeron que el esquema de UPFC carece de ventajas económicas en el caso de una carga de rápido crecimiento, lo que conllevaría a la necesidad de inversión de nuevas líneas [11].

4.1.2 Controladores de flujo de potencia: Tecnologías de corriente continua

Las tecnologías PFC de corriente continua (DC, por sus siglas en inglés) operan fuera de las limitaciones de los sistemas de corriente alterna, proporcionando así una mayor flexibilidad, control del flujo de energía, y eficiencia en algunos casos. Generalmente, las tecnologías PFC constan de convertidores *Back-to-Back* (AC a DC en un extremo y DC a AC en el otro), permitiendo el flujo de potencia libremente en cualquier dirección. Una de las aplicaciones ampliamente utilizadas es el enlace HVDC, el cual flexibiliza la transmisión de energía eléctrica.

Los sistemas HVDC se utilizan normalmente en una configuración bipolar (es decir, dos circuitos) para transferir grandes cantidades de energía a largas distancias, de un punto a otro, pues en este caso son más eficientes y de menor costo que los sistemas de alta tensión AC. Este tipo de sistemas también se pueden utilizar para transferir energía entre redes de AC asíncronas o de distinta frecuencia, algo que no es posible con las tecnologías AC. Si bien la implementación de estos sistemas está más limitada que las tecnologías de transmisión de AC debido a su costo y complejidad, las tecnologías PFC de DC se utilizan en aplicaciones estratégicas y en la integración de las fuentes de energía renovables. Por ejemplo, en aplicaciones subterráneas o submarinas donde se interconectan sistemas ISO/RTO adyacentes o suministran energía a grandes centros urbanos de demanda [9] [10] [12].

En los últimos años se han desarrollado numerosos enlaces HVDC comerciales. En enero de 2019, China energizó el enlace de corriente continua de ultra alto voltaje (UHVDC, por sus siglas en inglés) Changji-Guquan entre las regiones de Xinjiang en el noroeste hasta la provincia de Anhui en la región oriental de China. La línea UHVDC tiene un voltaje nominal de 1.100 kV, abarca 3.000 km de longitud y proporciona 12 GW de capacidad de transmisión. La finalización de este proyecto estableció récords mundiales para las líneas HVDC en términos de voltaje, capacidad de transmisión y longitud de línea. Incluso, antes del enlace UHVDC Changji-Guquan, China era un líder mundial en la construcción de líneas de transmisión HVDC, habiendo implementado con éxito líneas de transmisión UHVDC nominales de 800 kV y superiores [13] [14].

4.1.3 Conductores y cables avanzados

Los conductores aéreos avanzados (AOHCS, por sus siglas en inglés) son tecnologías que surgieron para reemplazar a los cables y conductores tradicionales en la función de transporte de electricidad a través de las líneas de transmisión. Están compuestos de aleaciones de aluminio, acero y otros metales, utilizando nuevas técnicas que les proporcionan rendimientos mejorados. Por otro lado, los cables superconductores están compuestos de materiales que tienen resistencias cercanas a cero a muy bajas temperaturas, permitiendo muy bajas o nulas pérdidas si se utilizan en líneas de transmisión. Estas tecnologías requieren líquidos de enfriamiento especiales y sistemas criogénicos para mantener las bajas temperaturas.

Debido al avance en los materiales y las técnicas de manufactura, tanto los AOHCS como los cables superconductores tienen un mejor rendimiento que la tecnología actualmente utilizada para el transporte de energía, es decir, los conductores de aluminio reforzado con acero (ACSR, por sus siglas en inglés), presentando niveles más bajos de pérdidas, más alta capacidad de transporte de energía, menor peso y un menor hundimiento o flecha en altas temperaturas, lo que afecta directamente los límites térmicos.

Este tipo de soluciones son una alternativa interesante para poder aumentar la capacidad de corredores existentes en la actualidad. Dado que obtener las aprobaciones respectivas para construir una nueva línea de transmisión es muy difícil, es cada vez más atractivo el reemplazar el conductor de las estructuras de líneas de transmisión utilizando las franjas y torres de transmisión ya existentes (asumiendo por cierto que no existen barreras significativas para la intervención del tramo). Al mismo tiempo, esto puede resultar en menores costos comparado a lo que cuesta una nueva línea de transmisión, y en un período de tiempo significativamente más corto. A pesar de que el costo de los nuevos conductores varía de 1,5 a 5 veces mayor que el de los conductores convencionales, aún existe la posibilidad de reducir los costos totales del proyecto. Además, los conductores avanzados pueden tener una capacidad máxima de transporte de corriente de hasta dos veces la de los conductores convencionales, mientras que los cables superconductores hasta diez veces, ambos con la misma área de sección transversal que los conductores convencionales [9].

El uso de conductores avanzados ha sido aplicado por distintas jurisdicciones. Por ejemplo, TenneT, un operador de sistemas de transmisión en los Países Bajos y parte de Alemania, ha utilizado conductores avanzados en los Países Bajos para aumentar la capacidad de las instalaciones existentes de red de doble circuito de 380kV, lo que ayuda a apoyar la integración de desarrollos eólicos marinos en el Mar del Norte. De esta manera, con la ayuda de una mayor capacidad de transmisión, TenneT ha podido conectar energía eólica marina a la red alemana, y podrá conectar generación adicional a las redes holandesa y alemana durante varios años [15] [16].

4.1.4 Almacenamiento: transmisión virtual (*grid booster*)

Una línea de transmisión virtual (VPL, por sus siglas en inglés) corresponde a una aplicación particular de sistemas de almacenamiento (ESS, por sus siglas en inglés), en la cual los ESS son conectados en ciertos puntos de la red para apoyar a la infraestructura de transporte existente, y mejorar el rendimiento y confiabilidad del sistema. Mas específicamente, las VPL incluyen ESS conectados en al menos dos ubicaciones. El primero está cerca de la fuente de generación renovable, que almacena el excedente de energía que no se puede transmitir debido a la congestión de la red. El segundo está en el lado de la demanda, cargándose siempre que haya capacidad de transmisión disponible. Este segundo ESS se utiliza para satisfacer la demanda

durante los periodos en que la capacidad de transmisión es insuficiente, utilizando las baterías cargadas durante los periodos anteriores de baja demanda y capacidad disponible de transmisión.

Las VPL se utilizan para ayudar a manejar la congestión sin interferir en el equilibrio entre la generación y la demanda de energía. Estos permiten incrementar la capacidad de transmisión, al tiempo que pueden reaccionar ante perturbaciones, contribuyendo directamente sobre la confiabilidad y seguridad del sistema. Más específicamente, la VPL permite que la capacidad eléctrica adicional esté disponible de manera mucho más rápida y, en algunos casos, a un costo menor, en lugar de reforzar o expandir la infraestructura de la transmisión. Los VPL proporcionan una solución especialmente rentable cuando la congestión de la red se produce durante eventos atípicos específicos, como temperaturas extremadamente altas durante el verano, y cuando las costosas aplicaciones de capacidad de red no se viabilizarían. Además, si las regulaciones lo permiten, el ESS también puede apoyar al sistema proporcionando servicios auxiliares como regulación de frecuencia y voltaje, y reservas [17].

El TSO francés (RTE) ejecutó un proyecto piloto llamado RINGO, colocando ESS en tres puntos distintos de la red para manejar la congestión. Las ESS se desplegaron de modo que mientras una batería absorbe la generación de energía renovable que excede de la capacidad de transporte, la otra se conecta al centro de demanda. Cada batería de este sistema tiene una capacidad de 12 MW/24 megavatios hora (MWh), el cual entró en operación en el 2020 para un periodo de prueba de tres años [18].

4.1.5 Puntos de apertura suave y puntos normalmente abiertos

Los puntos de apertura suaves (SOP, por sus siglas en inglés) son dispositivos electrónicos de potencia instalados en lugar de puntos normalmente abiertos (NOP, por sus siglas en inglés), interconectando una red mediante convertidores de fuente de voltaje (VSCs, por sus siglas en inglés) en configuración *back-to-back* (*link* DC común). Estos dispositivos combinan los beneficios de la red operada en forma radial y enmallada, evitando los inconvenientes de cada una de ellas, a diferencia de la tecnología NOP (interruptores mecánicos en media tensión).

La tecnología SOP se utiliza para proporcionar control activo del flujo de potencia, compensación de potencia reactiva, y regulación de voltaje en condiciones normales de funcionamiento de la red, así como aislamiento rápido de fallas y restauración del suministro en condiciones anormales. Además, esta tecnología presenta características de control flexible y capacidad de respuesta rápida, facilitando la creciente penetración de las energías renovables [19].

El caso de las redes de distribución de media tensión (MT) es un ejemplo claro donde es más conveniente instalar la tecnología SOP en lugar de NOP. Estas redes generalmente funcionan en una configuración radial. Normalmente se construyen NOP, conectando alimentadores adyacentes, para proporcionar rutas alternativas de suministro [20]. Dicha configuración de red permite el uso de esquemas de protección simples y económicos. Sin embargo, existe la posibilidad de que el flujo de potencia se desequilibre entre los alimentadores radiales debido a las diferentes condiciones de carga, conduciendo a altas pérdidas de potencia, aumento de las corrientes punta y variaciones de voltaje indeseables [21]. Para subsanar estas problemáticas, es deseable instalar la tecnología SOP, la que permitiría realizar una operación segura y confiable del nuevo tramo enmallado.

En la literatura existen numerosos estudios académicos sobre la estrategia de operación y aplicaciones múltiples de un SOP en las redes de distribución. Por ejemplo, en [19] se redujeron las pérdidas de la red de distribución mediante el control de un SOP, incluso mejorando su

capacidad de regulación de tensión. En [22] se establece un modelo de optimización de la red de distribución en dos etapas, a largo y corto plazo, considerando la incertidumbre de la producción de energía renovable. En [23] se estudia la eficiencia de utilización de la energía renovable mediante el control del interruptor de enlace y los SOP. En [24] y [25], el SOP se utilizó para mejorar la capacidad de restauración del servicio de una red de distribución. En cuanto a la confiabilidad de la red de distribución, en [26] y [27] se muestra que la sustitución de un interruptor de enlace por un SOP puede mejorar la confiabilidad de la red de distribución, especialmente para redes con generación distribuida [28].

4.2 SENSORES Y SOFTWARE

Las soluciones brindadas por la tecnología de sensores y *software* se centran en mejorar las operaciones y la planificación de la red, trabajando al mismo tiempo dentro de las limitaciones del *hardware* físico. Estas tecnologías suelen mejorar la perspectiva del sistema a corto plazo, mientras que la planificación del sistema a largo plazo trata de encontrar un plan óptimo de expansión de la transmisión, agregando beneficios a lo largo del horizonte temporal. Por tanto, una red bien planificada puede continuar beneficiándose de estas soluciones a corto plazo debido a que es altamente probable que las condiciones de la red en tiempo real cambien respecto de las hipótesis de planificación de largo plazo. A continuación, se presentan las definiciones de cada una de estas tecnologías flexibles, se explica su propósito de uso, y se describen sus aplicaciones basadas en la experiencia internacional.

4.2.1 Capacidad térmica dinámica: monitoreo de condiciones *on-line*

Las tecnologías de capacidad térmica dinámica (DLR, por sus siglas en inglés) son sistemas y métodos que, a través de la captura de datos en tiempo real de las condiciones de las líneas de transmisión, permiten una mejora en la toma de decisiones por parte de los operadores de la red, ayudando a controlar las congestiones y mejorando la denominada *situational awareness*. Esta tecnología utiliza cálculos basados en mediciones de las condiciones ambientales (temperatura, radiación solar, velocidad y dirección del viento, etc.) y las propiedades físicas de la línea, instalando sensores cerca o en secciones de línea críticas, proporcionando de esta forma una buena resolución espacial y temporal para la obtención de datos [9].

El DLR se utiliza para maximizar la capacidad de carga de las líneas de transmisión, mitigando la congestión, lo que permite a los operadores de red optimizar la utilización de la infraestructura existente y apoyar al sistema en tanto se planifican y concretan soluciones de gran escala que involucren infraestructura, como ampliaciones o nuevas líneas. Al utilizar datos en tiempo real, el DLR permite a los operadores de red estar continuamente informados, teniendo una visión más precisa y actualizada de la capacidad de carga de las líneas, lo que les permite aprovechar al máximo la capacidad disponible de las líneas de transmisión. Para los gestores de activos, el sistema también facilita el acceso a las temperaturas históricas para fines de predicción de la vida útil restante [29].

En cuanto a la experiencia con la tecnología DLR, Holanda desde el 2005 la utiliza para supervisar un enlace de transmisión en la red de 150 kV cerca de Ámsterdam. Esta conexión consiste en un cable de alimentación subterráneo lleno de aceite y una línea aérea en serie. Al hacer un uso óptimo de la capacitancia térmica del entorno del cable subterráneo, así como las variaciones en el clima para la línea aérea, el sistema DLR se puede utilizar para transportar más carga (entre un 10-30% más) sin exceder los límites de temperatura impuestos [30].

4.2.2 Co-optimización de topología y despacho económico

El control de topología se refiere a la conmutación en tiempo real de elementos de ramificación de transmisión, como líneas de transmisión y transformadores, a través de la apertura y cierre de disyuntores para redirigir los flujos de energía. Esta tecnología de tipo *software*, considera a la infraestructura de transmisión como un activo despachable y no requiere la instalación de nuevo *hardware*, lo que reduce los costos de implementación. Al aprovechar la infraestructura del sistema de transmisión existente y el *hardware* de comunicaciones, la tecnología se puede implementar rápidamente e integrar fácilmente con los sistemas existentes.

Esta tecnología se utiliza para redirigir los flujos de energía a través de una determinada configuración topológica, permitiendo la minimización de la congestión. Tradicionalmente, la gestión de la congestión en tiempo real involucra el redespacho de los recursos de generación aguas arriba. Sin embargo, esta tecnología aumenta la flexibilidad del sistema, incorporando a los activos de transmisión como recursos despachables a través de la conmutación inteligente de líneas y transformadores. Los métodos actuales de control de topología se basan en la experiencia del operador del sistema y se basan en conjuntos de condiciones de sistema asumidas, no obstante, estas soluciones pueden ser incapaces de manejar condiciones nuevas o imprevistas. Por tanto, el desarrollo reciente de herramientas computacionales, incluida la inteligencia artificial, pueden identificar sistemática y automáticamente las acciones óptimas de control de la transmisión, permitiendo que la optimización de la topología emerja como una solución viable para abordar los desafíos de la transmisión. De esta manera, se puede identificar rápida y automáticamente las acciones correctivas óptimas dado el estado operativo alterado; además, se alcanzan ahorros en los costos generales de producción, minimizando las interrupciones y aumentando la resiliencia [9].

En 2018, Brattle Group y NewGrid estudiaron los beneficios de la optimización de la topología para el mercado estadounidense (*Southwest Power Pool*), seleccionando 20 líneas para representar restricciones complejas del sistema. Como resultado, el *software* identificó opciones de reconfiguración para las restricciones seleccionadas, que luego se validaron para garantizar que las soluciones fueran factibles y cumplieran con los criterios de confiabilidad previos y posteriores a la contingencia. Las soluciones identificadas sugirieron que el ahorro de costos de mercado en tiempo real fue del 3% de los costos de congestión, en promedio. Utilizando la congestión histórica en tiempo real, el estudio estimó que el *software* podría proporcionar ahorros anuales de mercado en tiempo real entre \$18 y \$44 millones de dólares cuando se usa con la optimización del mercado [31].

4.2.3 Respuesta de la demanda

La tecnología de respuesta de la demanda (DR, por sus siglas en inglés) es definida normalmente como la modificación de los patrones normales de consumo de los clientes finales en respuesta a alguna señal económica, como pueden ser los cambios en el precio de la electricidad a lo largo del día, o bien, otros incentivos diseñados para inducir un uso más bajo de la electricidad en momentos de precios elevados en el mercado mayorista, o cuando la confiabilidad del sistema es puesta en riesgo [32] [33]. El uso de medidores inteligentes se convierte en una tecnología habilitadora para la DR, ya que diferencia las típicas mediciones del uso de la energía por parte de los consumidores sobre un periodo largo de tiempo, necesitando mediciones más granulares tanto espacial como temporalmente [34].

La DR se utiliza para ayudar a equilibrar la oferta y la demanda de energía eléctrica en tiempo real, optimizando la operación del sistema eléctrico y contribuyendo a la confiabilidad de la red. Al permitir que los consumidores respondan a señales de precio o condiciones de la red, la DR puede reducir la demanda máxima en momentos de estrés en el sistema eléctrico, lo que ayuda a aliviar la congestión en la red y al mismo tiempo contribuye a mejorar la confiabilidad y estabilidad del suministro de energía.

Este enfoque ha sido adoptado por el operador independiente del sistema de California (CAISO) y se emplea más comúnmente para reducir las cargas durante los calurosos días de verano desde el mediodía hasta las 6 p.m. cuando la carga de las unidades de aire acondicionado es excesiva. Por tanto, los consumidores están sujetos a tarifas caras durante las horas punta fijas, y tarifas más baratas durante las horas nocturnas, incentivando la reducción del consumo máximo y desplazándolo para el llenado nocturno de valles de consumo [35] [36].

4.2.4 Sistemas de control y monitoreo de área amplia

Un sistema de monitoreo de área amplia (WAMS, por sus siglas en inglés) es un conjunto de dispositivos de medición y comunicación que están sincronizados en tiempo real. Las señales de medición se obtienen a través de unidades de medición fasorial (PMU, por sus siglas en inglés) colocadas en ubicaciones óptimas de cada área. Por lo tanto, varias variables dinámicas como voltaje del nodo, flujo de potencia activa de la línea, velocidad del generador remoto, etc., son monitoreadas y transmitidas desde cada área al centro WAMS. Consecuentemente, la información útil de la red de área amplia es seleccionada y preprocesada por los sistemas de control de área amplia (WACS, por sus siglas en inglés), logrando el control dinámico de los sistemas de energía a gran escala. Por tanto, las aplicaciones WACS implementan algoritmos avanzados de control distribuido para estabilizar la red de forma automática e inteligente.

Los sistemas WACS pueden proporcionar una herramienta avanzada para mejorar la flexibilidad y reducir la vulnerabilidad de la infraestructura eléctrica. La implementación estratégica de las señales proporcionadas por WAMS, permite que el controlador centralizado WACS procese y envíe señales hacia la arquitectura de control, actualizando los parámetros y el estado del sistema. Por ejemplo, WACS puede generar las señales adecuadas para los controladores locales HVDC y FACTS relacionados para proporcionar un control estabilizador, identificando situaciones críticas y aplicando acciones correctivas de control para el funcionamiento seguro del sistema eléctrico. Además, este sistema permite definir límites operacionales dinámicos menos exigentes, aprovechando esta reducción en la holgura para aumentar las transferencias [37].

En el sistema eléctrico del oeste de América del Norte, se utiliza WACS [38] [39] para ejecutar acciones que permitan la estabilización del sistema de energía. El sistema de control comprende mediciones fasoriales en muchas subestaciones, comunicaciones de fibra óptica, cómputos en tiempo real y señales de salida de disparo de transferencia a interruptores automáticos en muchas otras subestaciones y centrales eléctricas. Por tanto, las ventajas del sistema WACS incluye la flexibilidad, confiabilidad y aumento de la capacidad de transferencia de energía, entre otros.

4.2.5 Esquemas de protección especial

Los esquemas de protección especial (SPS, por sus siglas en inglés) son un conjunto de algoritmos de control y protección diseñados para enfrentar contingencias de tipo normal y excepcional, garantizando un rendimiento aceptable del sistema. Se utilizan cuando no existe suficiente redundancia en el sistema, debido a esfuerzos económicos injustificables para la aplicación del criterio N-1 en sistemas muy extensos, debido a la existencia de enlaces HVDC los cuales son

inherentemente no redundantes, debido a cada vez mayor estrés del sistema producto del aumento de la penetración de energías renovables, entre otros. Esta tecnología se centra en la protección de la continuidad de suministro más que de un equipo en específico [40].

Los SPS están diseñados para detectar condiciones particulares del sistema que se sabe causan estrés inusual, como inestabilidad, sobrecarga o colapso de voltaje, y para tomar algún tipo de acción predeterminada para contrarrestar la condición observada, tal como la apertura de una o más líneas, desconexión de generadores, el aumento de las transferencias de energía HVDC, desconexión automática de carga, entre otras medidas [41]. Esta tecnología desempeña un papel clave para mejorar la capacidad de las líneas de transmisión y hacer un mejor uso de la capacidad existente. Muchas líneas operan con criterios de seguridad N-1, por tanto, un esquema SPS permitiría reemplazar redundancia en redes por redundancia en generación⁷ durante la operación normal (antes de alguna contingencia), aumentando la capacidad de transferencia. Además, más específicamente, un esquema de control automático EDAG (esquema de desconexión automática de generación)-ERAG (esquema de reducción automática de generación) puede reducir rápidamente las inyecciones de generación aguas arriba de la congestión, en caso de que ocurra una contingencia en uno de los circuitos, lo que permite respetar los límites térmicos nominales del circuito que queda en operación, y por lo tanto, manteniendo la seguridad del sistema [42] [43].

En Noruega, el operador del sistema Statnett [44] ha estado utilizando los SPS combinados con técnicas probabilísticas avanzadas para aumentar la utilización de la red de transmisión existente. Debido a estos sistemas, se han podido aumentar los límites de transferencia dentro de Noruega y en las interconexiones con Suecia, sin comprometer la confiabilidad y la calidad del suministro. El uso de técnicas probabilísticas y nuevas tecnologías (tecnología inteligente apropiada con mediciones de fasor e inteligencia local distribuida) han permitido a los operadores desarrollar nuevas reglas tanto para la planificación como para la operación, con el objetivo de minimizar los costos, incluyendo las interrupciones. Además, se permite la operación temporal de mayor riesgo, como las cargas de red de tipo N-0, siempre que las consecuencias probables estén dentro de los límites definidos [29].

4.2.6 Tecnologías de información y comunicación

El uso de las tecnologías de información y comunicación (ICT, por sus siglas en inglés) es uno de los principales desarrollos que están transformando la red convencional en una red inteligente. En general, las ICT comprenden el conjunto de dispositivos tales como dispositivos flexibles de transmisión de AC (FACTS), unidades de medición fasorial (PMU), relés de protección numéricos, entre otros, los que están basados en una comunicación sincronizada a través de redes de comunicación privadas y dedicadas. De esta manera, las mediciones sincronizadas pasan al centro de control a través de concentradores de datos, también denominados WAMS, manejando funciones de control automático en una escala de tiempo corta, permitiendo una mayor flexibilidad y funcionalidad [45].

⁷ La idea de utilizar esquemas SPS es aumentar la capacidad de transporte sin degradar la seguridad. Esto se puede conseguir entregando seguridad por otros medios distintos a la redundancia en redes. Por ejemplo, podría ser posible reemplazar la redundancia en redes por reservas en giro de generación en el área de importación, de manera que ésta aumente rápidamente después de la falla del circuito de transmisión, mientras se reduce rápidamente la generación en el área de importación. Los análisis de esta solución se deben realizar tanto en el dominio técnico (para estudiar la estabilidad del sistema), como económico (para estudiar si este reemplazo es más conveniente desde el punto de vista de los costos sistémicos), separando distintas condiciones de operación que pueden requerir distintas soluciones.

La implementación de las ICT permite una gestión eficaz considerando la mayor complejidad de los sistemas de energía modernos, permitiendo capacidades mejoradas de operación dentro de límites más estrechos. Los operadores pueden tomar mejores decisiones y más rápidas con respecto a las funciones de la red [46]. En los centros de control, la información disponible de las funciones de supervisión y control de componentes, así como la información de mercado, se utilizan para la gestión a corto y largo plazo, permitiendo la toma de decisiones en cuanto a compra y venta de energía para la regulación del sistema en escalas de tiempo más largas (es decir, horas o días). Cada vez más, los componentes de ICT del sistema de energía están conectados a otros sistemas de ICT, ya sea con fines administrativos o para el apoyo de los proveedores [45].

Desde la década de 2000, muchos estados miembros europeos han estado promoviendo la energía-ICT con programas a nivel nacional, incluidos Austria, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Noruega, Suecia, el Reino Unido, etc. [47]. Por ejemplo, en Turquía [48] analizaron los datos regionales, concluyendo que las redes inteligentes pueden ayudar a desarrollar energías renovables y mejorar la eficiencia de la transmisión de energía. También confirmaron que las redes inteligentes pueden reducir eficazmente las pérdidas de transmisión y el robo de electricidad. Sin dudas, este nexo entre energía e ICT ayuda a Turquía, como país en desarrollo, a atraer más inversiones internas e impulsar su economía [47].

4.2.7 Técnicas de evaluación de seguridad dinámica avanzadas

Las técnicas de evaluación de seguridad dinámica (DSA, por sus siglas en inglés) estudian la habilidad de un cierto sistema de potencia para enfrentar un conjunto definido de contingencias y ser capaz de realizar la transición a una condición de estado estable aceptable. Por tanto, DSA pertenece a una parte del análisis de seguridad, más específicamente a la parte que realiza el análisis matemático y estudio de la nueva condición de equilibrio durante la perturbación (no posterior a ella como es el caso del análisis de seguridad estático), y utiliza simulaciones de contingencias rápidas en el dominio del tiempo, teniendo en cuenta los principales problemas de estabilidad en redes de transmisión, estabilidad de tensión, estabilidad transitoria y pequeña estabilidad de la señal [49]. Los enfoques más avanzados en la literatura, tales como redes neuronales artificiales (ANN, por sus siglas en inglés) [50], árboles de decisión (DT, por sus siglas en inglés) [51], máquinas de soporte vectorial (SVM, por sus siglas en inglés) [52], y aprendizaje de máquinas extremo (ELM, por sus siglas en inglés) [53], se han identificado como una dirección prometedora para una evaluación dinámica de seguridad rápida e informativa.

Las técnicas de evaluación de seguridad dinámica avanzadas se utilizan para evaluar el rendimiento transiente de un sistema durante la ocurrencia de una contingencia. El sistema DSA utiliza los puntos operativos reales y futuros como puntos de partida para realizar simulaciones de contingencias dinámicas. Estos sistemas son efectivos al momento de aumentar la capacidad de transferencia de los sistemas de transmisión. Este aumento de capacidad se debe a la reducción de holguras necesarias para evitar escenarios de inestabilidad dinámica. Esta reducción de márgenes de seguridad (reservados para darle más estabilidad al sistema) se puede realizar de manera segura y confiable al contar con la información precisa de la condición del sistema y de su nivel de exposición a distintos fenómenos dinámicos [54].

En 2011, la empresa rumana de redes eléctricas Transelectrica, participó en la prueba de un prototipo para la evaluación dinámica de la seguridad de los sistemas de energía eléctrica. El objetivo era evaluar críticamente las características y capacidades del prototipo con respecto a los requisitos de las aplicaciones fuera de línea. De particular interés fueron la precisión, el rendimiento, la confiabilidad y la credibilidad de los resultados. Sobre la base de las pruebas de

rendimiento y precisión realizadas en un entorno fuera de línea, concluyeron que el prototipo DSA es capaz de proporcionar soluciones creíbles e información crucial para que el operador evite condiciones peligrosas del sistema. Sin embargo, la capacidad de la herramienta de operar en línea aún debe ser probada (se hará en el futuro). Los resultados de los análisis dinámicos de seguridad se redujeron a un índice, representado por un esquema de color similar a un semáforo. En caso de problemas de seguridad, el usuario es conducido a través de diferentes capas de visualización para poder averiguar las razones del problema e identificar los eventos que conducen a la inestabilidad [49].

4.3 DESCRIPCIÓN DE OPORTUNIDADES/VENTAJAS

De la revisión anterior puede notarse que existen múltiples tecnologías avanzadas que pueden utilizarse para mejorar y potenciar el sistema de transmisión, abarcando tanto el *software* como el *hardware* de la red.

- Las soluciones de sensores y *software*, como DLR y la optimización de la topología, se centran en la mejora del centro de control, los sistemas de control y los procesos de toma de decisiones.
- Las soluciones de actuadores y *hardware*, como los controladores de flujo de potencia (tanto AC como DC) y los conductores y cables avanzados, se centran en la mejora de los activos físicos y las infraestructuras responsables de transportar, convertir o controlar la electricidad.

Estas tecnologías diferentes pueden utilizarse aisladamente o en conjunto [55] para mejorar la eficiencia y eficacia globales de la red de transmisión, además de contribuir a aumentar la confiabilidad y resiliencia de todo el sistema.

Algunas de las ventajas de estas tecnologías por sobre la tecnología convencional de líneas de transmisión están en sus costos y tiempos de implementación, así como en su impacto en la flexibilidad operacional, y aumento de capacidad nominal o liberación de capacidad latente de las líneas. Todas estas ventajas se materializan en beneficios económicos producto de ahorro en costos debido a alivios en congestión. A continuación, en la Tabla 3 se presenta para cada tecnología un resumen de estos aspectos, que han sido levantados a través de la revisión internacional en aplicaciones existentes, dando detalles de los problemas y/o aplicaciones que pueden abordar cada una de ellas, lo que puede servir como una guía para orientar las iniciativas en esta línea, aplicada a la realidad nacional.

Tabla 3: Características en base a la experiencia internacional por tecnología.

Tecnología	Tiempos de implementación	Costos de implementación	Impacto en flexibilidad	Aumento en capacidad de línea	Beneficios económicos observados	Problemas que abordan
Control de flujos mediante FACTS o nuevos dispositivos digitales	En el proyecto "STATCOM", impulsado por Endesa Chile, se instaló un equipo STATCOM en la subestación Cerro Navia, de 140 MVAR, tomando aproximadamente 2 años su implementación (2011 entró en operación) [56].	Un estudio de Southwest Power Pool (SPP) comparó el costo de varios proyectos de transmisión con sus alternativas en tecnología PFC. En muchos de los casos, el costo de los proyectos de transmisión (USD \$7-\$60 millones) es mucho más alto (4 o 5 veces más en promedio) [57].	Las tecnologías PFC modulares, como el reactor en serie distribuido (DSR, por sus siglas en inglés), son altamente móviles, escalables y pueden desplegarse con mayor rapidez. Esto permite una instalación gradual a medida que evoluciona el sistema y surge la necesidad de mitigar la congestión. Además, su respuesta es rápida y controlada, mejorando la confiabilidad al responder con rapidez y precisión a las condiciones cambiantes y a las violaciones del sistema, especialmente con la pérdida de inercia [9].	En 1998, la compañía American Electric Power desplegó UPFC en el sistema de transmisión de la zona de Inez para combatir las elevadas pérdidas de energía. Estos dispositivos añadieron 770 MW de capacidad al sistema, mientras que una nueva línea solo habría añadido 670 MW de capacidad de transferencia de energía. En 2016, la New York Power Authority completó el proyecto de compensación en serie Marcy South, que instaló tres bancos de condensadores para ampliar la capacidad de transmisión en 440 MW [58], [9].	Según un estudio de PJM, los ahorros de costos de congestión anual estimados varían entre USD \$39 millones para un dispositivo PAC (con capacidad de 36 MVA) y USD \$196 millones para 17 dispositivos PAC (con capacidad de 2116,7 MVA), con retornos decrecientes a partir de los 13 dispositivos [57].	Congestión de la red de transmisión. Decisiones de inversión en la planificación de la transmisión. Vertimiento de la generación renovable. Límites de estabilidad dinámica [9].

Tecnología	Tiempos de implementación	Costos de implementación	Impacto en flexibilidad	Aumento en capacidad de línea	Beneficios económicos observados	Problemas que abordan
Controladores de flujo de potencia: Tecnologías de corriente continua	El proyecto de transmisión (2.500 kilómetros) de ultra alto voltaje (UHV) Belo Monte fase II, Brasil, se implementó en un plazo de 2 años, comenzando su construcción en 2017 e iniciando operaciones en 2019 [59].	Después de cierta distancia, los costos de construcción de las líneas HVDC son más bajos que las líneas HVAC (por ejemplo, 300 km para un sistema de 1200 MW), independiente de los costos de conversión [9].	Los sistemas HVDC pueden operar de forma asíncrona, permitiendo una fácil conexión a cualquier voltaje y frecuencia para interconectar diferentes redes AC en todo el mundo. Esta capacidad también admite la realización de nuevas arquitecturas de sistemas y conceptos operativos (redes fractales y microrredes en redes). La tecnología HVDC más nueva (es decir, convertidores de fuente de voltaje) puede controlar los voltajes y la frecuencia del sistema con precisión, permitiendo ayudar a reiniciar la red después de un apagón [9].	Las líneas HVDC funcionan a la tensión máxima nominal en todo momento, a diferencia de las líneas AC que varían con el tiempo. Debido a que el voltaje promedio en una línea AC es solo el 71% del máximo nominal, la capacidad de transmisión de energía de una línea HVDC con el mismo voltaje es aproximadamente un 40% mayor. Además, las líneas HVDC pueden operar con sobrecarga (entre 10 y 15% más que la capacidad nominal) por un periodo limitado (menos de 30 minutos) [9].	Las pérdidas sobre las líneas HDVC son de aproximadamente 3,5% por cada 1.000 km, comparadas con los 6,7% para líneas AC [9].	Congestiones de la red. Límites de distancia de línea de transmisión en AC. Restricción de interconexión entre distintos sistemas operando asíncronamente [9].
Conductores y cables avanzados	Un proyecto de reconducción puede costar hasta la mitad que una línea de transmisión nueva (entre 200-500 kV de	Aproximadamente 181% más altos que ACSR y ACSS, mientras que los costos de instalación son	En situaciones de emergencia, las líneas aéreas de transmisión pueden verse obligadas a suministrar mayores	Los AOHC pueden tener una capacidad máxima de transporte de corriente hasta dos veces superior a la de	Aunque el costo inicial es más elevado, el ahorro generado por la eficiencia del conductor (25-40%	Límites de capacidad de la línea.

Tecnología	Tiempos de implementación	Costos de implementación	Impacto en flexibilidad	Aumento en capacidad de línea	Beneficios económicos observados	Problemas que abordan
	tensión, 100 km de longitud y 200 MW de capacidad, costaría USD 2,4 millones/año para un proyecto de 20 años de duración) y puede completarse en un plazo considerablemente más corto (aproximadamente 2 años) [9].	aproximadamente 4% más altos. Además, la reconducción de líneas, que puede utilizarse en algunas situaciones para aumentar la capacidad de las servidumbres de paso existentes, puede costar entre 1 y 8 millones USD por milla, dependiendo de la clase de tensión de la línea [60].	cantidades de energía de las previstas originalmente. Una mayor carga en la línea aumenta el hundimiento o flecha, lo que puede provocar descargas súbitas e interrupciones en la línea que podrían provocar averías en cascada e interrupciones generalizadas. La mayor resistencia y robustez del AOHC reduce el hundimiento en situaciones de emergencia, mitigando estos problemas [9].	los conductores convencionales, lo que permite transferir más potencia a través de un determinado corredor de transmisión. Además, Los cables superconductores pueden proporcionar hasta diez veces la capacidad máxima de transporte de corriente de los cables convencionales con la misma sección transversal [9].	de reducción en pérdidas, requiere torres menos robustas debido a su bajo peso, etc.) compensa con creces el costo en un breve periodo de tiempo [61].	Hundimiento de la línea debido al límite térmico. Inversión redundante en infraestructura (torres) de transmisión. Tiempos de construcción extendidos [61].
Almacenamiento: transmisión virtual (grid booster)	La VPL, al utilizar sistemas de almacenamiento, puede desplegarse hasta un 80% más rápido que las líneas de transmisión, en tan solo uno o dos años para activos de 100 MW o más [62].	El proyecto piloto RINGO en Francia, aprobado por la comisión reguladora de energía, instaló su primera VPL de 40 MW, con una inversión total de \$95 millones USD [18].	Una línea de transmisión virtual (VPL) ofrece la opción de aplazar o reducir la inversión en refuerzos de la red. Además, la VPL permite el manejo de la congestión para desbloquear zonas interregionales de energía renovable,	La interconexión MurrayLink entre Riverland y Nowingi, Australia, es parte de uno de los proyectos a gran escala de energía solar y de almacenamiento, creando una red virtual. El proyecto proporciona una combinación de 180 MW/720 MWh de	Según el estudio de VPL desarrollado por IRENA, se estima que el ahorro gracias al aplazamiento de las inversiones en transporte y distribución sería de USD \$29 millones, para un proyecto de USD \$100 millones aplazado cinco años [17].	Congestión bajo condiciones de alta demanda. Incertidumbre en la planificación de inversiones en la red de la transmisión.

Tecnología	Tiempos de implementación	Costos de implementación	Impacto en flexibilidad	Aumento en capacidad de línea	Beneficios económicos observados	Problemas que abordan
			posibilitando una mayor utilización de los activos de transmisión [17].	almacenamiento en baterías al lado de la interconexión y actúa como VPL proporcionando un 15% adicional de capacidad de transmisión [17].		Ineficiencia en la utilización de líneas de transmisión. Vertimiento de energía de fuentes renovables [17].
Puntos de apertura suave y puntos normalmente abiertos	La implementación de un proyecto de esta tecnología demora aproximadamente 1-2 años (similar a un equipo FACTS) [63].	En [64] se muestra un ejemplo académico (sistema IEEE de 33 nodos) donde se determina el costo de implementación de SOP (inversión y mantenimiento). Asumiendo una vida útil económica de 20 años, el costo de inversión es de USD \$308.000, y el costo de mantención anual (asumiendo 1% del costo de inversión) es de USD \$3.088.	En [65] se muestra un ejemplo académico donde existe un impacto en flexibilidad (alivio en congestión) para un dispositivo SOP, en comparación a una inversión de aumento del diámetro del cable conductor, para un anillo. Esto es debido a que el anillo tiene una relativamente baja capacidad, producto de que no cumple con el criterio de seguridad N-1. Sin embargo, de cumplirse los criterios de seguridad, el impacto en flexibilidad podría no ser muy evidente.	Aumentos de capacidad entre 10% y 20%, producto de reducciones en pérdidas de transmisión, en estudio de sistemas reales llevado a cabo por el Departamento de Ingeniería Eléctrica del Imperial College de Londres [66].	En [65] se muestra un ejemplo académico donde se compara una inversión en SOP versus una inversión tradicional (aumento del diámetro del cable conductor), para un anillo. Considerando las dimensiones de reducción de pérdidas, retraso en la inversión tradicional, habilitación de servicios de flexibilidad, y mejoras en confiabilidad, la instalación de un SOP es económicamente viable, con un valor presente neto (VPN) de USD \$10.700 más grande que el VPN de la inversión tradicional.	Bajo condiciones de operación normal: Control de flujo de potencia activa, compensación de potencia reactiva, y regulación de voltaje. Bajo contingencia: aislamiento rápido de falla y restauración de suministro [19].

Tecnología	Tiempos de implementación	Costos de implementación	Impacto en flexibilidad	Aumento en capacidad de línea	Beneficios económicos observados	Problemas que abordan
Capacidad dinámica en tiempo real: monitoreo de condiciones on-line (DLR)	El proceso de implementación de esta tecnología es rápido y puede desarrollarse en algunos meses [67].	Alivio de congestión: Un estudio de PJM mostró que una inversión de USD \$0,5 millones en DLR puede generar un ahorro de costos anuales de USD \$4 millones [68].	Entrega información más precisa y en tiempo real de la línea, mejorando la toma de decisiones. Entrega mejoras en flexibilidad operacional, aumentando la capacidad de transmisión durante contingencias [9].	La utilización del DLR puede permitir un incremento del 10% de capacidad de transferencia durante aproximadamente el 90% de las horas (500 h) en las que se registró congestión en tiempo real [69]. DLR implementado por ELIA (TSO de Bélgica), resultó en un 30% de aumento en la corriente de la línea. El mismo resultado fue logrado por RTE (TSO de Francia) [67].	Reducción de costos de operación: Un estudio de Genscape, determinó que, al reducir la congestión, se aumenta la penetración eólica, ahorrando USD 655.000 [69]. Al replicar el estudio de PJM en otras regiones del país, el ahorro de costos anuales sería de USD \$240 millones [68].	Límites de capacidad de la línea. Anomalías en la línea en tiempo real. Costo de la congestión [9].
Co-optimización de topología y operación	La tecnología puede ser desplegada de forma rápida y fácil, en aproximadamente 1 año [70]. Sin embargo, requiere de una infraestructura de transmisión y red de comunicación ya existente [61].	No requiere instalación de nuevo <i>hardware</i> . Aprovecha infraestructura de transmisión y el <i>hardware</i> de comunicaciones existentes, permitiendo un rápido despliegue y fácil integración. Además, la mayor flexibilidad derivada del uso de la	Se estimó que la tecnología puede reducir la frecuencia de congestiones e interrupciones en al menos 75%, sin incurrir en costos adicionales [71]. Además, la tecnología puede identificar rápida y automáticamente acciones correctivas óptimas dado un	En un proyecto de Southwest Power Pool (SPP), se analizó el caso histórico de mayor congestión del sistema de transmisión en EE. UU., donde al implementar la tecnología, se evitó el vertimiento eólico de 285 MW, lo que representa un 2,5%	Hasta 25% de ahorro de costos de producción, y 16% si se consideran criterios de confiabilidad (N-1) en [73]. En un estudio de PJM, la tecnología identificó acciones de reconfiguración que permitieron una reducción del 50% de costos de congestión	Congestión de la red de transmisión. Costos de la congestión. Impactos adversos si las condiciones del plan de operación cambiaron [61].

Tecnología	Tiempos de implementación	Costos de implementación	Impacto en flexibilidad	Aumento en capacidad de línea	Beneficios económicos observados	Problemas que abordan
		tecnología puede aumentar el valor a largo plazo de las mejoras en la transmisión y debería tenerse en cuenta a la hora de tomar decisiones de inversión en infraestructuras [9].	estado operativo alterado, mejorando la resiliencia del sistema. También se puede mejorar la coordinación en interrupciones programadas, habilitando opciones que de otra forma dirigirían a violaciones de confiabilidad o aumentos en congestión [9].	de la capacidad eólica total [9]. En UK, National Grid (propietario y operador de red de transmisión) utilizó control de topología para aumentar los límites térmicos de las líneas entre 3% y 12,3% [72].	en tiempo real, lo cual se extrapola a un ahorro de costos anuales en PJM de USD \$100 millones [71].	
Respuesta de la demanda (DR)	La infraestructura de DR necesita una alta penetración de medidores de electricidad avanzados. A raíz de un estudio, el TSO danés apoyó un proyecto de investigación sobre equipos controlados por frecuencia en hogares y empresas. La principal compañía eléctrica NESA ha empezado a instalar 110.000 medidores anuales para dar servicio a los 550.000	Los altos costos de la tecnología de DR ha sido un obstáculo importante para la aceptación por parte de los reguladores. Sin embargo, estos costos deben ser contrastados en relación con el ingreso incremental, el cual surge cuando una inversión es hecha. Con esto en mente, se puede considerar que un medidor inteligente para un cliente residencial cuesta entre USD \$80-\$100,	La DR mejora la flexibilidad en la operación y en la planificación de las redes, puesto que convierte al cliente en un prosumidor, aportando en la entrega de servicios auxiliares y realizando arbitraje de energía para aliviar congestiones [76].	Un estudio danés calculó los beneficios que los contratos de DR podrían reportar a los usuarios residenciales. Se ahorrarían unos 260 MW en un día típico de invierno, lo que equivale al 6% de la carga máxima danesa (6400 MW) si el 50% de los 125.000 hogares con calefacción eléctrica de Dinamarca aceptaran contratos de DR. El estudio piloto se realizó en 25 casas y demostró que es posible obtener	Un estudio realizado en la Unión Europea (UE) estimaba que, en la hipótesis de una alta penetración del mercado, la zona UE-15 experimentaría una reducción de entre el 1 y el 4% en energía primaria, entre el 1,5 y el 5% de las emisiones de CO ₂ , y entre el 2 y un 8% de ahorro en los costes de inversión para la expansión de la generación de electricidad [78] [74].	Horas de mayor congestión producto de la demanda punta. Costos de producción altos provenientes de generadores con combustible fósil. Comportamiento de los clientes en el mercado eléctrico. [74].

Tecnología	Tiempos de implementación	Costos de implementación	Impacto en flexibilidad	Aumento en capacidad de línea	Beneficios económicos observados	Problemas que abordan
	clientes en un plazo de 5-6 años [74]. Este tiempo puede ser considerablemente menor si se enfoca en pocos clientes de gran tamaño.	y su instalación USD \$50 [75].		impactos de DR de hasta 5 kW por hogar [77], [74].		
Sistemas de control y monitoreo de área amplia (WAMS)	Existe una hoja de ruta genérica con tiempos de implementación que van de 1 a 3 años para aplicaciones con un nivel bajo de desafío en su implementación, 3-5 años para aplicaciones con nivel de desafío medio, y 5-10 años para aplicaciones con nivel de desafío alto [79].	Los enormes costos de inversión son el mayor obstáculo para implementar la tecnología WAMS (PMUs, concentrador de datos fasoriales, etc.). Además, el costo de la infraestructura de comunicación también es importante (fibra óptica, conmutadores, ruteadores, etc.) [80].	Mejora de la gestión de la congestión en tiempo real (permite maniobrar más cerca de las capacidades de transferencia nominales de las líneas), mejor manejo de propagación de perturbaciones a través del sistema (localización y aislamiento de fallas preciso debido a tecnología de medición sincronizada), mejora de la capacidad de recuperación del sistema (estimación de modelos de carga más precisos), etc. [81].	El operador del sistema de transmisión de Islandia (Landsnet) implementó el sistema WAMS-WACS, y realizó una comparación de contingencias similares antes y después de la instalación, determinando que la máxima desviación de frecuencia había sido reducida un 16%. Además, entre un 30% y 40% de las perturbaciones registradas después de la instalación del sistema, habrían causado una sobrecarga, previo a la instalación [82].	Los PMUs son elementos habilitadores de los WAMS-WACS. Para aprovechar al máximo las ventajas de esta tecnología, es necesario su despliegue bien planificado. Para un sistema totalmente desplegado, en una compañía eléctrica típica (~80 GWh, 24.000 km de transmisión), incluso sin tener en cuenta todos los posibles beneficios futuros, el valor actual neto (VAN) total (diez años) se calculó en más de USD \$44 millones. Esto basado en los siguientes supuestos de los beneficios del sistema PMU: prevención de los	Detección de fallas, estimación de estados, control de estabilidad (voltaje, ángulos de fase), protección especial, restauración del sistema, monitoreo de frecuencia angular, etc. [84].

Tecnología	Tiempos de implementación	Costos de implementación	Impacto en flexibilidad	Aumento en capacidad de línea	Beneficios económicos observados	Problemas que abordan
					apagones, reducción de perturbaciones, reducción de las desconexiones de los generadores, aceleración de la recuperación del sistema, evaluación precisa del margen de congestión [83].	
Tecnologías de información y comunicación (ICT)	En Kirguistán se implementó un proyecto de desarrollo del sector energético, con un financiamiento de USD \$44,8 millones, ejecutado entre 2013 y 2017. Este proyecto introdujo elementos del sistema de control y adquisición de datos (SCADA), como medidores de consumo eléctrico, y la instalación de nuevos cables de fibra óptica a lo largo de la línea de transmisión de 220-110kV (523 km de longitud) [85].	En los países centrales de Asia (Kazajistán, Kirguistán y Mongolia) estudiaron los beneficios económicos del desarrollo en la construcción y mantenimiento de ICT en el sector eléctrico. La tarifa de arrendamiento por kilómetro de los cables de fibra óptica (FOC) en Kazajistán es de USD \$25 por mes, mientras que la construcción de cables FOC cuesta más de USD \$6.400 por kilómetro [85].	La empresa de telecomunicaciones KEPCO-KDN utiliza las ICT avanzadas para reducir la tasa de pérdida de energía, aumentar la tasa de mantenimiento de la tensión y la frecuencia, y prevenir los cortes de electricidad con el objetivo de ofrecer servicios eléctricos de alta calidad, seguros y rentables [85].	Desplazar carga contribuye a la descongestión de la red. Mediante aplicaciones inteligentes y las ICT adecuadas, por ejemplo, la tecnología de medidores inteligentes en combinación con enchufes controlados a distancia, las cargas de los clientes agregados se desplazarán de un número determinado de horas con precios más altos del día a las horas con el precio más bajo posible del mismo día (aprovechando los diferenciales de precios entre horas	Se ha determinado que las TIC desempeñan un papel importante en la reducción de la intensidad energética y el aumento de la eficiencia energética de la economía de la Unión Europea (UE). Entre el 2000 y 2014, la eficiencia energética en el sector doméstico ha aumentado un 28% en los países de la UE-27, a un ritmo medio anual del 3,4% anual. En 2013, el ahorro de energía alcanzó los 200 Mtoe (Megatonelada equivalente de petróleo) para el	Déficit de la información para la gestión eficiente de la DR en horarios de máxima demanda. Limitantes hacia una estructura de red inteligente Desintegración de la información entre redes de transmisión y distribución.

Tecnología	Tiempos de implementación	Costos de implementación	Impacto en flexibilidad	Aumento en capacidad de línea	Beneficios económicos observados	Problemas que abordan
				punta y horas valle) [86].	conjunto de la UE en comparación con el año 2000 [87].	
Esquemas de protección especial (SPS)	Estos proyectos son de rápida implementación (1 año aproximadamente), pero requieren de sistemas de control y monitoreo de área amplia desarrollados en alguno de sus grados (ver respuesta WAMS).	Los SPS son económicamente más baratos, pero su incremento puede aumentar la complejidad operativa de la red. Existe un estudio académico con un sistema de 5 nodos utilizado para resolver el problema de planificación de 15 años, donde se presenta una comparación de diferentes factores económicos para varias opciones de planificación de transmisión con ayuda del SPS, asumiendo una inversión de SPS de USD \$1 millón [88].	Los SPS alivian la carga en importantes corredores de transmisión al desprender la generación y, por lo tanto, mantienen la integridad del sistema. El SPS permite el funcionamiento del sistema más cerca de los límites de estabilidad, y a veces incluso más allá. Sin embargo, el mal funcionamiento puede iniciar una serie de consecuencias en cascada [89].	En Noruega se han aplicado dos SPS para hacer frente a los problemas relacionados con la alta generación en la región noroccidental. Uno de los SPS (Oslo) se activa en caso de interrupción o sobrecarga de las líneas centrales en la zona, suprimiéndose hasta 1.200 MW de generación. Por lo tanto, en los casos en los que se produzcan grandes transferencias de energía de oeste a este, el SPS protegerá de la sobrecarga a las líneas restantes. [88].	En un estudio académico realizado de una interconexión entre Escocia e Inglaterra, el esquema SPS permitió desconectar las líneas averiadas y una cantidad preprogramada de generación eólica en el Norte, reduciendo los flujos de potencia, evitando así la sobrecarga de las líneas restantes. Por tanto, generaron ahorros anuales hasta por \$468,8 millones de libras esterlinas (USD \$590 millones aprox.). [89].	Violaciones de límites operacionales (sobrecarga, excursión de voltaje, fenómenos de inestabilidad) frente a contingencias normales o excepcionales.
Técnicas de evaluación de seguridad	En Chile, a través de los proyectos de investigación Fondef 2020, se comenzó a	En Chile, el proyecto de investigación destinado a implementar un DSA	El operador de red islandés EIRGRIS, utiliza DSA en modo <i>online</i> mediante el	A través de la utilización del <i>software Transmission dynamic stability</i>	El operador de red ERCOT instaló un DSA en línea en 2000 y lo actualizó en	Estabilidad de voltaje, estabilidad transiente, pequeña estabilidad de la

Tecnología	Tiempos de implementación	Costos de implementación	Impacto en flexibilidad	Aumento en capacidad de línea	Beneficios económicos observados	Problemas que abordan
dinámica avanzadas	desarrollar una herramienta DSA aplicada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con el propósito de entrar en funcionamiento al cabo de 2 años dentro de las dependencias del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Se estima que un DSA totalmente funcional puede tomar de 2 a 4 años. [90]	en el SEN, tuvo un presupuesto de USD \$90 mil aproximadamente, estimando un beneficio conservador de USD \$9 millones por año debido a reducciones de energía no suministrada y vertimientos [90].	software DSATools, siendo capaz de realizar acciones de determinación de los límites de seguridad, recomendación de acciones de control preventivo y correctivo, administración de recursos renovables, mitigación de congestiones en el mercado eléctrico, entre otras características de análisis del sistema [91].	assessment - SIGUARD® DSA, es posible aumentar hasta un 30% más de capacidad en las líneas de transmisión [92].	2012, utilizando el software DSATools para utilizar información en tiempo real. En un estudio de límites de transferencia de energía en la interfaz Oeste-Norte, calcularon que solo con el módulo de evaluación de la seguridad transitoria (TSAT, por sus siglas en inglés), ahorró USD \$27 millones en el 2011 en costos asociados al manejo de la congestión. [93].	señal, y estabilidad en redes de transmisión. [93]

Tal como se ha mostrado en la Tabla 3, las tecnologías avanzadas de transmisión son diversas en cuanto a madurez, aplicación y capacidades, presentando oportunidades para hacer un uso eficiente del sistema de transmisión. **La selección del conjunto óptimo de tecnologías para una situación dada requerirá evaluaciones que puedan valorar las tecnologías avanzadas de transmisión entre sí, así como frente a las soluciones tradicionales.** Aunque los beneficios económicos directos pueden ser evidentes (liberación de capacidad latente de transmisión, alivio de congestiones, etc.), otros beneficios son más difíciles de cuantificar, como la mejora de la *situational awareness*, el aplazamiento de activos y la mejora de la resiliencia. **Se necesita un marco y una metodología sólidos, junto con herramientas de modelización y simulación asociadas, para apoyar esta determinación.** Además, en la mayoría de los casos, la reducción de costos y el rendimiento demostrado en terreno son requisitos necesarios para un despliegue más amplio.

4.4 DISCUSIÓN DE BARRERAS IDENTIFICADAS

Tal como se mencionó en la sección anterior, la incorporación de tecnologías avanzadas para la transmisión presenta una serie de ventajas por sobre la inversión tradicional, entre las que destacan la flexibilización de la operación, el desacople a un mayor nivel de las actividades de control de flujo y voltaje del despacho de las unidades de generación, el control de frecuencia más eficiente mediante el despliegue de equipos de almacenamiento, además de las ventajas propias debido a su naturaleza más local (menores tiempos y costos de implementación). La infraestructura de monitoreo, comunicaciones y control en tiempo real se convierte en un componente habilitador de la flexibilidad tecnológica, permitiendo responder y cambiar consignas en escalas de tiempos de milisegundos. Sin embargo, existen barreras que deben ser superadas para permitir la incorporación de estas tecnologías, las cuales pueden ser divididas en barreras independientes del contexto de aplicación y barreras dependientes del contexto de aplicación. A continuación, se presentan cada una de estas barreras para las distintas tecnologías avanzadas para la transmisión.

Barreras independientes del contexto

Esta categoría representa las barreras que son independientes del contexto en donde se desea incorporar la tecnología. De esta forma, aquí se incluyen aspectos relacionados a la modernización de las instalaciones, capacitación de recursos humanos, limitaciones técnicas y complejidades propias de la tecnología, problemas de interacción con el resto del sistema, y la validación tecnológica. A continuación, se presenta cómo los aspectos mencionados impactan en la adopción de las distintas tecnologías avanzadas de transmisión, con un discurso de carácter transversal, orientado a categorías de tecnologías:

- **Modernización de las instalaciones:** La adopción de algunas tecnologías avanzadas de transmisión requerirán nuevos equipos, tanto en la red (e.g., equipo FACTS) como en la sala de control del operador (e.g., tecnología DSA). La experiencia internacional demuestra que la adopción de nueva tecnología de red puede evitar niveles importantes de inversión y de congestión, y disminuir el costo de falla, haciendo más eficiente y segura la integración de generación renovable, pero que requiere como condición habilitante, una modernización de los sistemas [54]. Por ejemplo, una de las características más importantes en las comunicaciones en los sistemas futuros es que la latencia de la comunicación no sea significativa en relación con los tiempos necesarios para estabilizar el sistema (e.g. estabilidad transitoria). En este sentido, si el sistema pretende alcanzar niveles de desarrollo que le permitan

implementar SPS y otras tecnologías, el desafío del desarrollo de las redes comunicacionales asociadas es crítico. Otro ejemplo importante, es la necesidad de la infraestructura de *screening* y *data mining* para el uso de sistemas WACS/WAMS.

- **Capacitación de recursos humanos:** La adopción de algunas tecnologías avanzadas de transmisión requerirán aumentar la intervención humana y exigir formación adicional. Mas específicamente, las empresas dueñas de los activos y los operadores del sistema deben estar familiarizados con el funcionamiento de estas nuevas tecnologías para mitigar las consecuencias imprevistas. De la experiencia internacional y el estado del arte, se puede observar que la instalación de estas tecnologías se puede realizar mediante proyectos piloto que son remunerados mediante fondos especiales que permiten crear el conocimiento y el capital humano para la incorporación de más tecnología a futuro (si de la experiencia con el proyecto piloto se concluye que dicha tecnología es beneficiosa) [54]. La formación adicional incluye capacidad para desarrollar métodos y herramientas de modelación que permitan medir correctamente los efectos de estas tecnologías sobre el sistema (confiabilidad, resiliencia, flexibilidad, respuesta dinámica del sistema, nuevas interacciones, etc.), y, además, capacidad para maniobrar directamente con el *software* o *hardware* necesario. Todo esto, para integrar la tecnología dentro de los procesos de planificación y operación.
- **Limitaciones técnicas y complejidades propias de la tecnología:** Las tecnologías avanzadas poseen ciertas características propias de su diseño y función que pueden limitar sus beneficios y complejizar su operación. Por ejemplo, la adopción de la tecnología DLR puede verse afectada debido a ciertas complejidades propias de su manejo tales como errores de medición y modelamiento en la precisión de los cálculos. Los errores de medición incluyen datos imprecisos o inconsistentes y sensores mal calibrados. Los errores de modelamiento incluyen formulaciones matemáticas imprecisas, errores de pronóstico del tiempo, y errores en la recolección de datos. Por otra parte, respecto a las limitaciones técnicas de la tecnología DLR, se debe mencionar que esta solo afecta los límites térmicos de las líneas, siendo ineficaz para las líneas con restricciones de tensión o estabilidad, que suelen dar lugar a límites inferiores a la capacidad térmica [9].

Respecto a los cables superconductores de alta temperatura (HTC, por sus siglas en inglés), estos presentan complejidades relacionadas a sus sistemas de enfriamiento, ya que se debe asegurar la disponibilidad de sistemas criogénicos. Estos sistemas requieren energía constante para realizar el proceso de enfriamiento, por tanto, cortes de suministro ponen en peligro su disponibilidad, afectando la confiabilidad y resiliencia del sistema en general. Por otra parte, la implementación de AOHCs puede introducir una mayor complejidad debido a las nuevas propiedades y diseños de los materiales, requiriendo nuevas herramientas y técnicas de instalación y formación de capital humano adicional, especialmente para empalmar y conectar dos tramos. En ese sentido, el reemplazo de las líneas existentes con AOHCs requiere mejoras en las subestaciones y sus equipos de maniobra y protección para aumentar significativamente su capacidad [9].

Finalmente, también se puede mencionar a la tecnología PFC de corriente continua (sistemas HVDC), la cual requiere investigar y desarrollar nuevos métodos y tecnologías para la identificación y localización de fallas, puesto que los sistemas de corriente continua multiterminal (MTDC, por sus siglas en inglés) no usan los mismos esquemas de protección que las redes tradicionales de corriente alterna (tienen un nuevo paradigma de funcionamiento sin frecuencia de sistema ni inercia) [9].

- **Problemas de interacción con el resto del sistema:** Dada la naturaleza interconectada de la red y la integración entre distintos equipos, puede ser difícil cuantificar la interacción entre las tecnologías avanzadas y el sistema. Por ejemplo, la aplicación de DLR para aliviar la congestión en una línea o grupo de líneas podría desplazar el punto de restricción aguas abajo a otras líneas conectadas, lo que limitaría su eficacia. Además, es importante considerar que existen activos de la red que actúan como infraestructura limitante para aumentar la capacidad de las líneas (relés, transformadores de corriente, interruptores, disyuntores, etc.), y que la instalación de dispositivos DLR resultaría ineficaz si no se consideran actualizaciones en esta infraestructura. Por otra parte, en la aplicación de control topológico se debe considerar el impacto sobre los disyuntores, puesto que estos tendrán que operar más frecuentemente, lo que acelerará el deterioro de la infraestructura, aumentará los costos de mantenimiento y afectará a la confiabilidad de los componentes. Además, las operaciones de conmutación asociadas al uso de control topológico pueden crear perturbaciones en el sistema si no son apropiadamente gestionadas, comprometiendo la estabilidad de la red, dirigiéndose hacia fallas en cascadas y, en última instancia, a apagones [9].
- **Validación tecnológica:** La confianza en el rendimiento de las nuevas tecnologías es fundamental para la comodidad del operador de la red. Por ejemplo, tal como se mencionó, los DLR pueden suministrar datos inexactos en ocasiones, lo que puede dificultar considerablemente la capacidad de los operadores para despachar el sistema, mientras intentan cumplir objetivos económicos y de confiabilidad. Además, la mayor capacidad de suministro de los cables HTS o las líneas HVDC significa que su pérdida (por fallas o interrupciones) puede provocar una mayor fuerza desestabilizadora que afecte a la confiabilidad de la red. Esta es una consideración importante y una vulnerabilidad potencial que debe incorporarse a la planificación y operaciones, y que sin duda merma su validación [9].

Por otra parte, en la tecnología DR también se presentan fuertes obstáculos para su validación. Existen muchos consumidores en todo el mundo que conocen poco o nada del funcionamiento del mercado eléctrico y del impacto de sus hábitos de consumo. Asimismo, los clientes que deciden participar en programas de DR pueden cansarse rápidamente de estar pendientes de las tarifas eléctricas y los niveles de consumo. En lugar de esforzarse por cambiar su perfil de comportamiento, pueden volver a caer en los viejos hábitos. Por otro lado, los costos iniciales para un consumo residencial en el uso de DR son elevados, requiriendo *hardware* o electrodomésticos inteligentes. En caso de que sea el cliente quien realice la inversión, esto puede suponer un serio obstáculo para la participación [94].

Además, también es importante mencionar que la validación tecnológica de las ICT se convierte en una fuerte barrera para su implementación. Actualmente, muchos hogares dependen de las lecturas manuales mes a mes. El despliegue de los medidores inteligentes puede implicar gastos considerables, tanto en términos de *hardware* como de *software*, lo cual puede ser un obstáculo para las compañías eléctricas y los consumidores. Además, la implementación de nuevas tecnologías para la transmisión hacia una red inteligente puede generar resistencia de parte de los usuarios finales que no están familiarizados con las ventajas y los beneficios [87].

Finalmente, para lograr una suficiente validación de la tecnología PFC de corriente alterna (FACTS), se requiere la implementación de una mayor cantidad de proyectos piloto, para ganar experiencia en el despliegue y demostrar la efectividad de la tecnología en la resolución de los desafíos del sistema de transmisión [9].

Barreras dependientes del contexto

Esta categoría representa las barreras que son dependientes del contexto en donde se desea incorporar la tecnología. De esta forma, aquí se mencionarán aspectos relacionados al contexto económico y regulatorio de las jurisdicciones donde se desean incorporar estas tecnologías.

- **Regulación:** Aunque teóricamente se plantea la posibilidad de optimizar de manera integral un amplio conjunto de decisiones operacionales mediante la adopción de nuevas tecnologías, es importante tener en cuenta que las regulaciones pueden imponer restricciones a las diversas opciones disponibles. Un ejemplo concreto es la limitación que puede experimentar la implementación de automatismos, como los SPS, debido a la estricta aplicación del criterio N-1 mediante el uso de redundancia en la capacidad de línea. Esta situación se presenta en el ámbito de la transmisión nacional en Chile.
- **Prácticas:** Las prácticas operativas de los operadores también pueden convertirse en una barrera para la adopción de nuevas tecnologías. Específicamente, debido a que la implementación de nuevas tecnologías requiere cambios y modernizaciones no solo en términos de *hardware* o *software*, sino que también en las prácticas de los equipos de trabajo, es posible que se enfrenten resistencias o retrasos en su implementación. Un ejemplo clásico en este sentido es la aplicación de la respuesta a la demanda para reservas que tradicionalmente han sido destinadas a la generación de energía. Incluso en el caso de Chile, se ha argumentado que existe un sesgo hacia los servicios proporcionados por los generadores en los mercados de servicios complementarios (SSCC), lo cual contradice la propia regulación que permite la participación de la demanda en dichos mercados.
- **Análisis costo/beneficio incompletos:** Suponiendo la viabilidad de basar las decisiones de operación y planificación exclusivamente en el análisis costo/beneficio, se debe tener en cuenta el riesgo inherente de que estos análisis resulten incompletos debido a la escasez de información disponible, o bien, a deficiencias en la capacidad de representación de las tecnologías en los esquemas de evaluación, impidiendo su cuantificación. De hecho, dichos análisis están altamente condicionados por

parámetros difíciles de determinar, como las probabilidades de ocurrencia de contingencias sistémicas e, incluso, la probabilidad de mal funcionamiento de los esquemas teóricamente diseñados para responder a fallas, como los Sistemas de Protección y Control (SPS).

Además, existen las llamadas "fallas ocultas" (*hidden failures*), que son fallos en cascada cuya existencia o posibilidad solo se revela una vez que se produce un evento desencadenante. Por lo tanto, al considerar todas estas circunstancias, las decisiones que se derivan de los análisis costo/beneficio también deben tener en cuenta la incompletitud de la información y los riesgos inherentes a la operación y planificación del sistema.

- **Asignación de riesgos:** La asignación del riesgo post-contingencia puede variar significativamente en función de las diferentes condiciones tecnológicas y, además, es posible que aquellos que sufran las consecuencias con una determinada solución tecnológica no sean los mismos que obtengan los beneficios. Esta discrepancia entre las asignaciones de los costos y los beneficios puede dificultar la implementación de nuevas tecnologías. Un ejemplo de esta situación es el uso de SPS como sustituto de capacidad de transmisión. Si suponemos que, en un caso particular, se puede justificar el uso de SPS en lugar de usar capacidad redundante de transmisión, el perfil de riesgo de la solución con SPS será diferente y algunos actores pueden resultar perjudicados [41].

Esta discrepancia en la asignación del riesgo puede generar desafíos y obstáculos para la adopción de nuevas tecnologías, ya que los actores involucrados pueden tener diferentes incentivos y preocupaciones en relación con los riesgos asociados. Es fundamental abordar de manera integral estos aspectos para garantizar una toma de decisiones informada y equitativa en relación con la implementación de nuevas tecnologías en el ámbito energético.

5 Módulo 3: Acciones de mediano-largo plazo

Una de las principales inquietudes que se intenta abordar en este estudio se relaciona con la idoneidad de la metodología de planificación actual para detectar las necesidades de expansión de la red eficientes para habilitar una descarbonización profunda de la matriz eléctrica.

La revisión de múltiples aristas en el estado del arte, así como del detalle del proceso actual y sus distintas etapas, sugiere que existe una brecha que debe ser abordada, existiendo diversas consideraciones a incorporar tendientes a una evaluación **justa** del valor de los activos del plan de expansión. En esta línea, y en vista de que es necesario establecer mejoras que puedan ser implementadas a bajo costo, el Consultor ha dividido la revisión y la propuesta de cambios en dos partes:

- Parte 1: Modificaciones **incrementales** que podrían ser implementadas en un corto plazo en el esquema de evaluación y modelos de simulación actuales.
- Parte 2: Modificaciones **más profundas** que deberán ser analizadas en mayor detalle, pues requieren un cambio de enfoque y/o desarrollo de nuevos modelos, así como potenciales modificaciones regulatorias.

En las siguientes secciones se expondrá mayor detalle de estas oportunidades de mejora, incluyendo análisis de la situación en Chile.

5.1 PARTE 1: MODIFICACIONES INCREMENTALES

Actualmente, en términos simples, la metodología de planificación de la transmisión se basa en comparar el costo de la obra con los ahorros en costos de operación que esta genera. Estos ahorros de costos de operación son estimados mediante modelos de simulación y, por lo tanto, es deseable que el modelo de simulación en conjunto con los datos de entrada utilizados sean capaces, con un cierto margen, de representar adecuadamente la operación del sistema y sus costos.

En base a una revisión del estado del arte y al conocimiento del proceso de planificación aplicado a nivel nacional, destacamos dos grupos de oportunidades de mejora a esta metodología a fin de tener una evaluación justa de los proyectos de expansión:

1. **Detalles de modelamiento y datos de entrada:** Actualmente, los ahorros estimados en el costo de operación quedan supeditados a (1) la capacidad de representación de los modelos de simulación y a (2) la calidad de los datos de entrada y/o análisis realizados. En general, la falta de detalle redundante en condiciones de operación ideales o promedio, no capturando eventos de estrés donde los proyectos de expansión tienen mayor valor [95].
2. **Ampliación del enfoque de costos operacionales a uno multivalor:** Los modelos actuales consideran una evaluación de los beneficios enfocada sólo en costos operacionales en condiciones ideales. Al ampliar la evaluación con un enfoque multivalor se puede capturar la totalidad del potencial económico, social y ambiental de una obra de expansión [96].

A continuación, se desarrolla en mayor detalle cada uno de estos aspectos.

5.1.1 Detalle de modelamiento y datos de entrada

La metodología de planificación actual, donde la simulación de la operación es fundamental, debe capturar la operación del sistema (impactada por hidrologías y variabilidad renovable) y la incertidumbre futura (dada por escenarios de penetración de las distintas tecnologías). Estos dos aspectos quedan decididos por los datos de entrada y los modelos matemáticos, los cuales van de la mano con la granularidad temporal y espacial con la que se trabaja.

Por el lado de los datos de entrada, una elección limitada o incluso sesgada de estos, trae consigo el riesgo de elegir supuestos poco representativos, pudiendo sub o sobreestimar los requerimientos de desarrollo de la transmisión. Estos riesgos se pueden dividir en dos grupos:

- Desde el punto de vista del largo plazo, este riesgo consiste en que los escenarios seleccionados no representen lo que finalmente ocurre. Asimismo, tampoco se abordan los extremos que pueden darse en distintas variables en años puntuales, como por ejemplo escenarios extremos de costos de combustibles o hidrologías, entre otros.
- Por otro lado, desde el punto de vista operacional o del detalle de modelamiento, se tiene el riesgo de que la selección de puntos de operación no capture la variabilidad de las energías renovables y de la demanda, así como las condiciones técnicas de operación asociadas, y con ello, no se representen adecuadamente los costos asociados a la operación en estos casos.

La Figura 22 muestra el proceso de planificación, licitación y construcción de la transmisión en Chile, incluyendo los distintos actores involucrados [97].

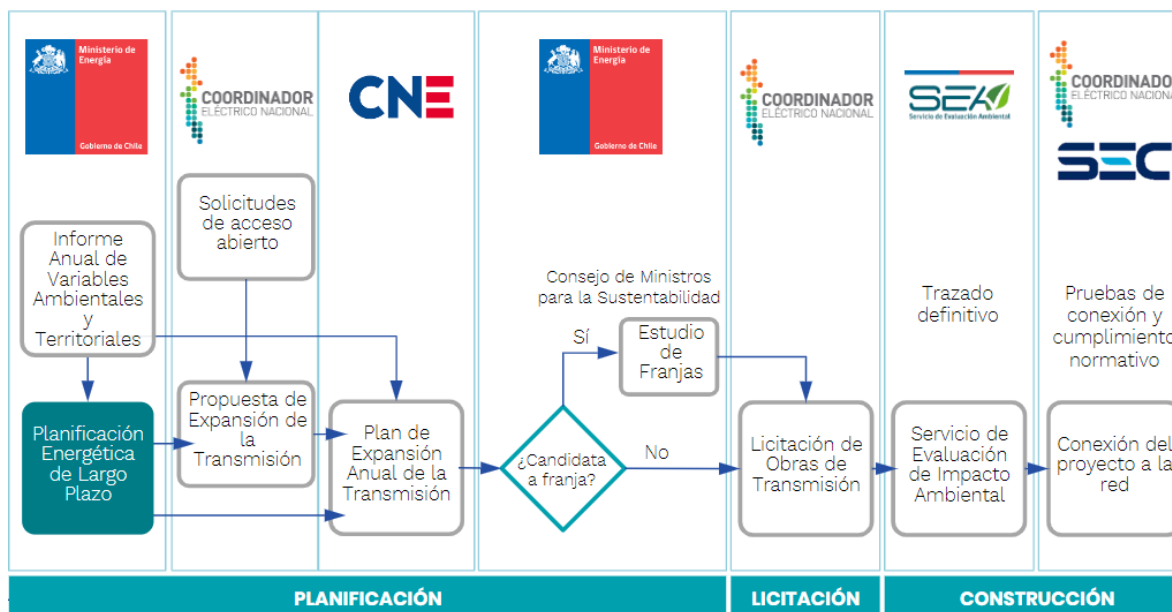


Figura 22 Proceso de planificación, licitación y construcción en Chile [97]

En la figura se puede ver que el plan de expansión anual de la transmisión (desarrollado por la CNE) se alimenta de la propuesta de expansión de la transmisión (desarrollada por el CEN) y por la Planificación Energética de Largo Plazo o PELP (desarrollada por el Ministerio de Energía como una guía para la expansión de la generación).

En base a un análisis experto de las distintas bases de datos del proceso, es posible apreciar que en distintas partes se toman supuestos y detalles de modelamiento que son poco representativos de la realidad, lo que puede abordarse de distintas maneras como se señala en cada sección a continuación.

5.1.1.1 Datos de entrada no representativos: Capacidad fuera de servicio

La indisponibilidad de las unidades es un dato de entrada que se incluye en los modelos de planificación/simulación. Actualmente, las indisponibilidades típicas modeladas corresponden a los mantenimientos mayores, con fechas definidas para las distintas unidades relevantes, así como las indisponibilidades forzadas que son modeladas mediante reducciones en la potencia máxima de las unidades, según su tasa de falla.

Si bien la capacidad de generación indisponible por mantenimientos mayores son un reflejo cercano de la realidad, en el caso de la indisponibilidad por fallas, es visible que existe una subestimación. La Figura 23 muestra la cantidad de MW indisponibles debido al mantenimiento programado y a las fallas de las unidades. Se destaca que la cantidad de MW puede incluso duplicarse cuando a las unidades en mantenimiento se les adiciona las unidades con falla.

La capacidad indisponible tiene impactos en distintos niveles. En primer lugar, la determinación de los escenarios de largo plazo, donde se cuantifican las inversiones que se esperarían en el sector generación/almacenamiento, dependen del equilibrio de oferta y demanda. Por lo tanto, mientras más profundos sean los supuestos de indisponibilidad, mayor capacidad de generación de reemplazo debería desarrollarse en los distintos escenarios, a fin de cumplir con tener escenarios adaptados en el largo plazo. En particular, dado que la tendencia es a que los reemplazos sean con una alta componente de generación renovable variable, esto podría exacerbar las congestiones de la red.

En segundo lugar, dado que los escenarios de generación estimados pueden verse modificados al modelar las indisponibilidades, también lo harán las simulaciones de la operación en las evaluaciones de los distintos planes de expansión. El cambio en los escenarios y en las indisponibilidades resultará en un despacho y flujo de líneas diferente.

Potencia Indisponible Promedio | Unidades Térmicas de Base

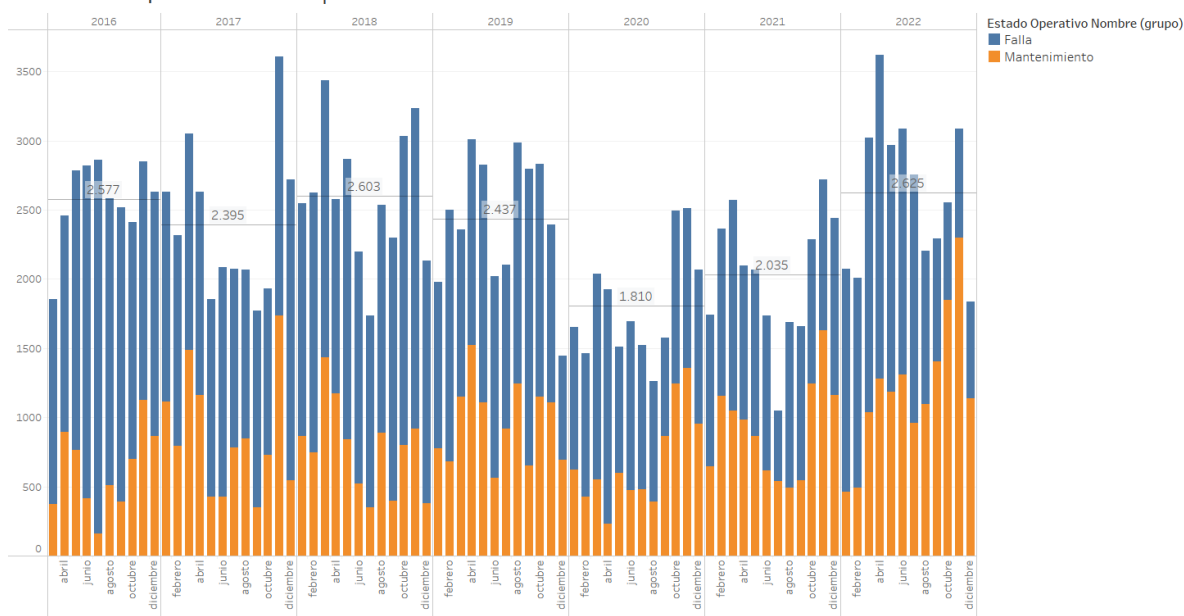


Figura 23 Potencia indisponible promedio en MW | unidades térmicas de base 2016-2022

5.1.1.2 Datos de entrada no representativos: Proyección del desarrollo futuro

La planificación de la transmisión es un problema que por definición debe abordar la incertidumbre futura, varios años antes de que ocurra. Una forma de abordar la incertidumbre que poseen estos problemas es a través de la utilización de escenarios. Para generar un escenario se deben barajar varios aspectos inciertos con distinto nivel de detalle y manejando diferentes consideraciones. Entre los supuestos más importantes que se realizan en la etapa de creación de escenarios están los distintos niveles de penetración de energías renovables, costos de combustible, desarrollo de nuevas tecnologías, crecimiento de demanda, entre otros.

La Figura 24 muestra las proyecciones de la PELP para la capacidad solar FV. Esta figura muestra que los distintos escenarios PELP no cubrían condiciones cercanas a lo actual. De esta forma, se evidencia que los escenarios actuales utilizados en la PELP necesitan ser más amplios y abordar una mayor cantidad de condiciones para mejorar los pronósticos.

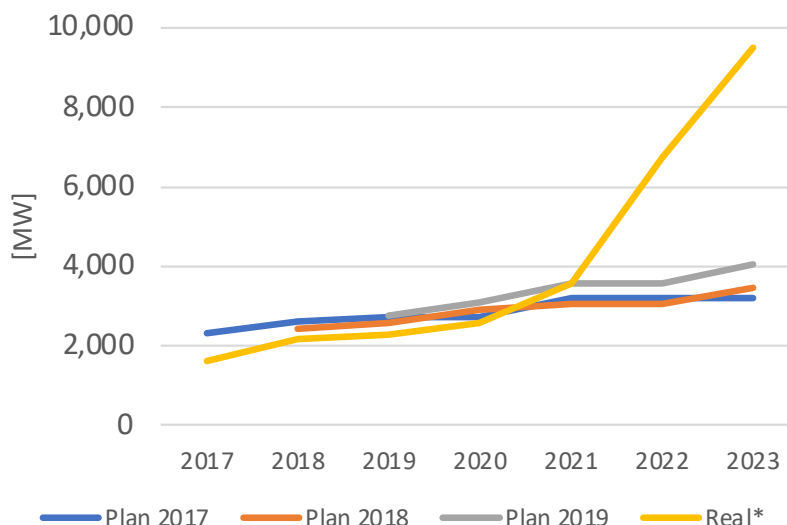


Figura 24 Capacidad solar FV - Supuestos planificación (PELP) vs real

La Figura 25 muestra en gris los costos variables promedios anuales de las unidades de generación a carbón pronosticados en el 2019, y en rojo el precio histórico. Los datos en la figura corresponden a los escenarios de la planificación de la transmisión del CEN para el año 2019. Esta figura refuerza el diagnóstico de que los escenarios utilizados no son suficientes para pronosticar el futuro.

Estimaciones costo variable unidades carbón

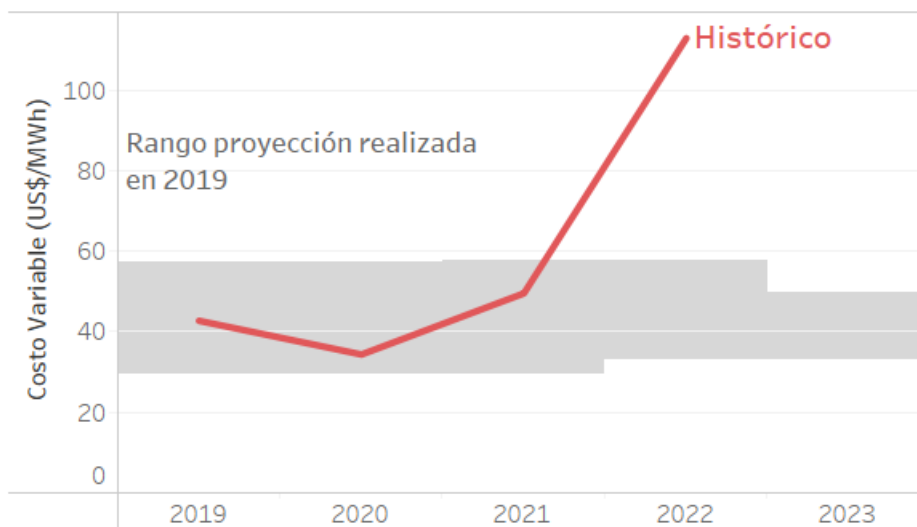


Figura 25 Estimaciones de costos variables de unidades de carbón (en gris) y valor promedio histórico (en rojo).
Proyecciones realizadas en 2019

En su conjunto, las figuras presentadas demuestran que los datos de entrada para la planificación de la transmisión necesitan ser revisados para incluir situaciones más extremas que pueden darse (y que se han dado). De esta forma, la utilización de una mayor cantidad de escenarios de penetración renovable y de costos variables de generación en escenarios extremos permitirían tomar mejores decisiones sobre el futuro de la transmisión.

5.1.1.3 Detalle de modelamiento: Puntos de operación

Uno de los desafíos en la planificación de la transmisión es la granularidad temporal con la que se debe representar la operación del sistema, pues es deseable reducir la resolución de las simulaciones para poder mantener los tiempos computacionales acotados. Históricamente, la utilización de bloques discretos de la curva de duración de la demanda (LDC, por sus siglas en inglés de *Load Duration Curve*) ha sido ampliamente utilizada para la planificación de sistemas convencionales con este fin [98]. Sin embargo, en sistemas con una penetración renovable importante, este enfoque no logra capturar la variabilidad del recurso renovable ni el aporte de los sistemas de almacenamiento [99]. Esto implica que las posibles sinergias entre ambas tecnologías (como la gestión *intradiaria* de energía) no se aprecien en los modelos de bloques discretos. Capturar estas sinergias es importante en sistemas eléctricos con creciente penetración de energías renovables y almacenamiento.

En el caso chileno, se tiene que hay zonas con perfiles de generación renovable que cambian bastante durante el mes, por lo que la selección es bastante compleja. Un ejemplo de esto se puede ver en la Figura 26, la cual muestra perfiles horarios por mes de generación eólica de dos zonas de alto desarrollo eólico, obtenidos en el marco del proceso PELP, escenario E 2022. En la figura se puede ver en rojo los perfiles eólicos seleccionados para la determinación de los escenarios (12 bloques por día por mes) y en gris los que son dejados de lado. Estas figuras muestran que los escenarios de generación eólica que son seleccionados para los modelos de evaluación tienden a subestimar su variabilidad, alterando tanto la etapa de creación de escenarios de generación, como la etapa de simulación, tendiendo a subestimar las congestiones.

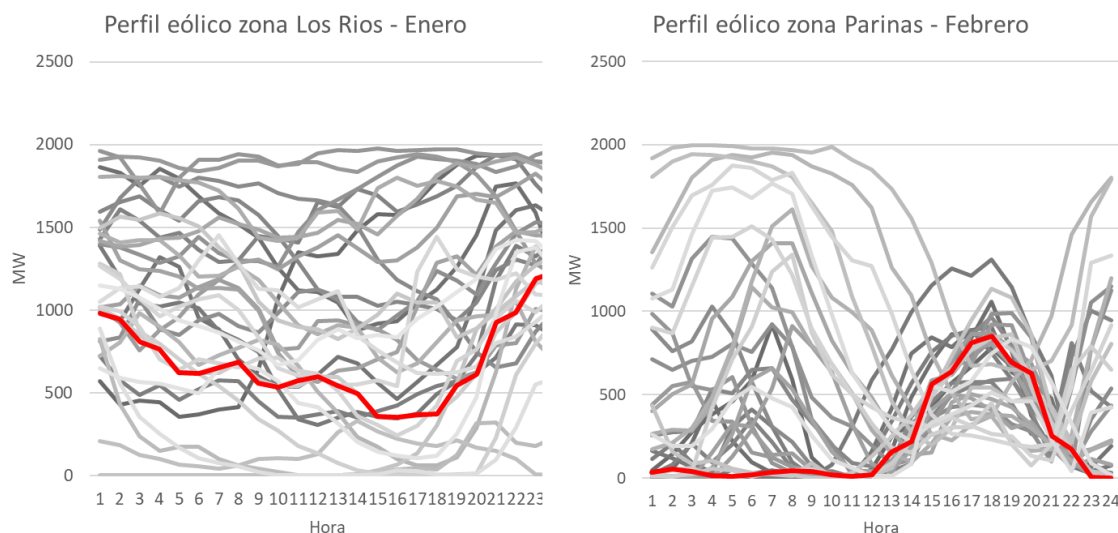


Figura 26 Escenario PELP E 2022, comparación de perfiles usados (en rojo) y variabilidad zona de Los Rios (izquierda) y Parinas (derecha).

Pasar de un modelo de bloques de la LDC a uno que capture mejor las condiciones del sistema trae consigo dos desafíos. En primer lugar, hay que tomar decisiones sobre qué ventana de tiempo elegir (puntos, días o semanas representativas). En segundo lugar, hay que diseñar una metodología para elegir dichos periodos, la cual debe pasar por una validación de los

datos seleccionados. Esto quiere decir que, si bien es deseable tener la mayor cantidad posible de datos, es preciso entender que la selección particular de estos debe ser adecuada.

La Figura 27 (basada en una figura expuesta en [100]) ejemplifica algunos de los aspectos a tomar en cuenta al elegir días representativos. En la figura, se ilustra la elección de días considerando estaciones del año, división de días laboral/fin de semana y bloques horarios. A pesar de que las elecciones basadas en estas características permiten capturar bastantes condiciones operacionales, no las captura todas, lo cual puede llevar a sobreestimar o subestimar la planificación.

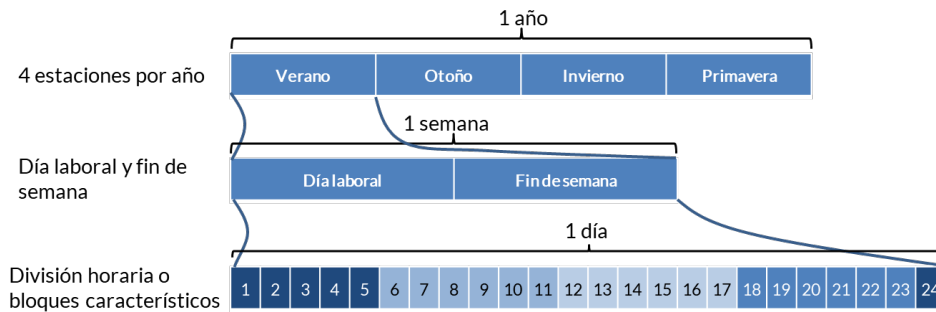


Figura 27 Ejemplo de división anual en 32 partes [100]

En [101] se ha realizado un estudio donde se calcula el valor de las líneas de transmisión más importantes de Estados Unidos. En este estudio se ha demostrado que gran parte del valor de la transmisión radica en un conjunto reducido de horas del año. Los autores estiman el valor de la congestión valorizando los flujos por la diferencia de costos marginales nodales. La Figura 28 muestra el valor de la congestión histórica (2012-2021 para distintas líneas de transmisión en Estados Unidos, en el eje X de la figura) atribuible al 5% de las horas más caras, o a eventos extremos [101]. La figura muestra que la tendencia es que cerca del 40% del valor de las líneas viene de las horas seleccionadas. Estos resultados destacan la importancia de la elección de los puntos de operación para capturar correctamente el valor de la transmisión.

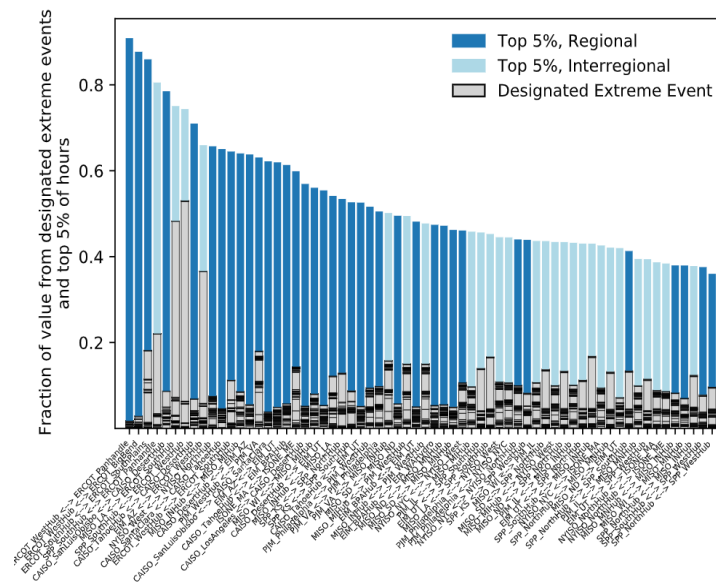


Figura 28 Fracción del valor de la transmisión atribuible a el 5% de las horas más caras o a eventos extremos. Años 2012-2021.

Para abordar estas problemáticas se requiere desarrollar metodologías que permitan capturar el comportamiento sistémico con los datos de entrada utilizados. Con este fin, se pueden distinguir dos enfoques que pueden ser implementados de forma conjunta o independiente:

(a) Enfoque 1: Desarrollar una metodología para seleccionar más y/o mejores puntos de operación.

Esto consiste en pasar de una selección de bloques de la curva de duración de la demanda (LDC) a una selección más representativa de puntos operacionales: días o semanas características. Lo anterior debe ir de la mano con la definición de métricas para comparar distintas selecciones y poder evaluar la calidad de los datos elegidos.

Es importante tener en cuenta que la selección de datos representativos requiere, en paralelo, del desarrollo de métricas, las cuales están enfocadas en comparar la aproximación realizada a fin de dar al modelador una estimación del error que se comete. Destacan en este aspecto las métricas asociadas a series de tiempo, pero también la necesidad de comparar indicadores relacionados con la operación del sistema bajo análisis. Más detalle de la revisión realizada en estos aspectos se pueden encontrar en el Anexo B.

En la literatura se han explorado distintas formas de elegir la demanda para capturar las condiciones operacionales más importantes para la planificación del sistema. Se destacan 3 enfoques: selección de **puntos representativos**, **selección de días típicos** y **selección de semanas típicas**. Estos enfoques serán explicados a continuación.

a.1 Selección de puntos representativos

La selección de puntos representativos se diferencia de la elección de bloques de la LDC en que el primero elige puntos de operación real y le da un peso a su representación anual siguiendo algún criterio. En cambio, en la elección de la LDC en general se usan valores promedio de la demanda y perfiles renovables.

El ejemplo más destacado de la elección de puntos representativos se puede encontrar en [102]. En este documento se estudió el impacto de elegir más o menos puntos representativos para resolver el problema de planificación de la transmisión. En la Figura 29 se pueden ver los resultados de esta investigación, donde en el eje X se detalla el número de puntos representativos usado y en las distintas barras los costos de inversión en transmisión, los costos de congestión y los costos de las pérdidas.

En los distintos casos de estudio se aplican criterios diferentes para seleccionar los puntos de operación. En el caso con 1 punto de operación individual, este representa la demanda máxima, mientras que el caso con 2 puntos son la demanda máxima y el promedio anual. Por otro lado, en los otros casos los puntos de operación fueron elegidos con una metodología de selección diseñada en la investigación basada en una *clusterización* de los puntos de operación según los niveles de carga de las líneas.

Los resultados indican que al elegir más puntos de operación la inversión aumenta, debido a que se captura de mejor manera la congestión de la red y el valor que la transmisión aporta. Al mismo tiempo, se puede ver que este efecto tiene una saturación, existiendo un número de puntos sobre el cual la planificación no sufre mayores modificaciones.

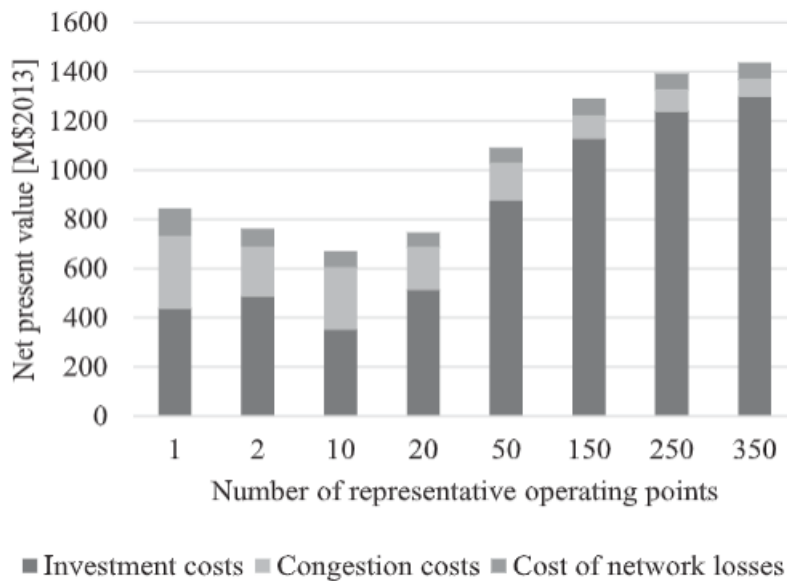


Figura 29 Valor presente de los planes de expansión óptima para diferentes números representativos de puntos de operación [102].

a.2 Selección de días típicos

Una alternativa a la selección de puntos de operación aislados consiste en la selección de días típicos, a fin de conservar los efectos cronológicos en las simulaciones, que son necesarios para modelar, por ejemplo, sistemas de almacenamiento. Existen múltiples formas de elegir los días típicos para representar los problemas de planificación. En [103] se ha estudiado qué tan bien aproximan la operación anual la elección de diferentes números de días típicos elegidos con *k-means clusters*. En [104] se exploró la elección de días representativos con el método de *clusterización* de Ward. La Figura 30 muestra la LDC normalizada (y su equivalente para generación solar y eólica) al utilizar el método de [104] con diferentes números de días típicos.

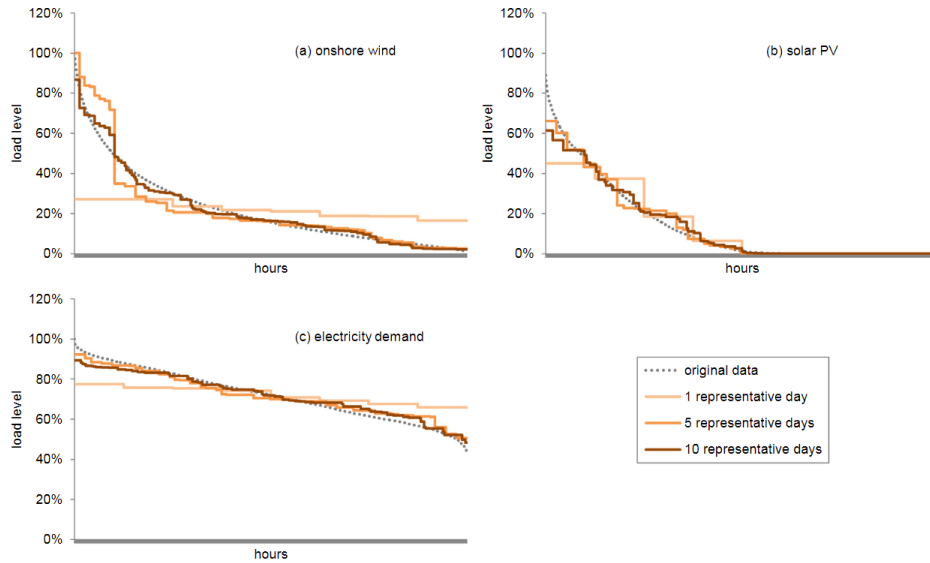


Figura 30 Aproximación de la LDC para (a) generación eólica, (b) generación solar y (c) demanda eléctrica (datos reales y aproximación con 1, 5 y 10 días representativos).

a.3 Selección de semanas típicas

La utilización de semanas típicas permite capturar la variabilidad renovable y el arbitraje de energía de los sistemas de almacenamiento con mayor detalle que los días típicos. Además, permite evaluar la operación de sistemas de almacenamiento de mayor duración (días o semanas).

En la Figura 31 [105] se puede ver la curva de duración de la demanda neta (NLDC, por sus siglas en inglés) real y la aproximación al utilizar 1 y 4 semanas. En este estudio se comparó la utilización de varias semanas típicas, concluyéndose que con 4 semanas el sistema puede ser modelado con bastante precisión.

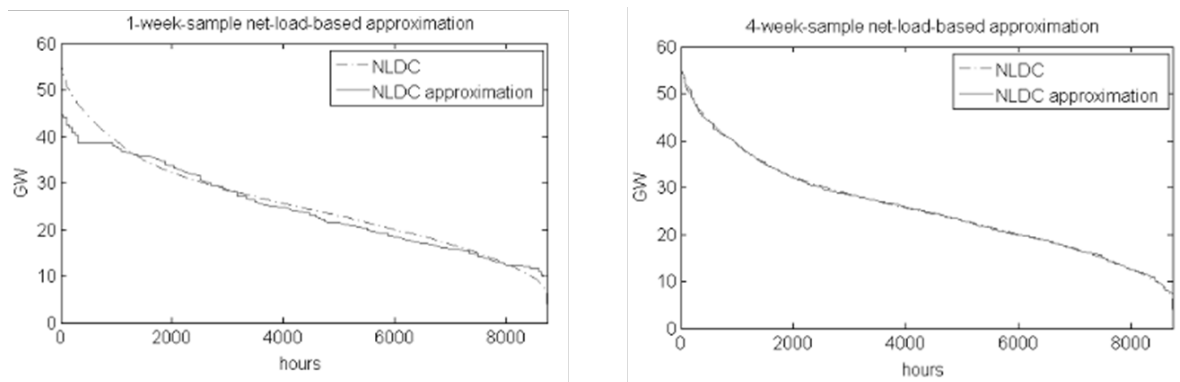


Figura 31 NLDC real y su aproximación considerando 1 y 4 semanas representativas [105].

(b) Enfoque 2: Utilización de procesos iterativos y concadenados que incluyen gradualmente más detalle.

Esto consiste en dividir el problema de planificación en varias etapas que consideren distinto grado de detalle operacional. Las etapas con mayor detalle se alimentan con los datos de salida de las etapas anteriores y viceversa. Esto permite capturar el valor de proyectos que no se observan en modelos con menor grado de detalle.

Como se ha mencionado con anterioridad, las limitaciones computacionales hacen que sea necesario realizar distintas simplificaciones para poder llevar a cabo la planificación del sistema. Estas simplificaciones implican que no son estudiadas todas las condiciones operacionales, al mismo tiempo que no se consideran todas las restricciones técnicas del sistema.

Para garantizar que el sistema opera de forma segura se necesita estudiar la operación bajo una gran cantidad de condiciones y con gran detalle. Es por este motivo que coordinar diversos estudios con distinto nivel de detalle en un proceso de planificación resulta ser una alternativa atractiva. La utilización de procesos iterativos consiste en concadenar y coordinar los datos de entrada y salida de modelos con distinto grado de detalle a través de una metodología que los unifique.

Así, para estudiar diversos aspectos del sistema eléctrico, la planificación del sistema puede ser dividido en distintas etapas (con distintos niveles de detalle u objetivos distintos, como, por ejemplo, evaluar seguridad y suficiencia). En [100] se ha propuesto una metodología para conectar modelos con diferentes grados de detalle con el modelo de planificación de largo plazo. La propuesta de este documento se puede ver en la Figura 32. En esta Figura se puede ver cómo los niveles de estudios de corto plazo, los cuales tienen una gran cantidad de detalles, alimentan a modelos más genéricos con miradas en la planificación de largo plazo.

Es así como este tipo de metodologías con retroalimentación permiten, sin grandes modificaciones, la inclusión de más detalles en el problema global, entregando soluciones que se adaptan mejor al largo plazo. Además, permiten capturar el valor de proyectos que con menor detalle podrían no ser opciones viables de ser incluidos dentro del plan de expansión.

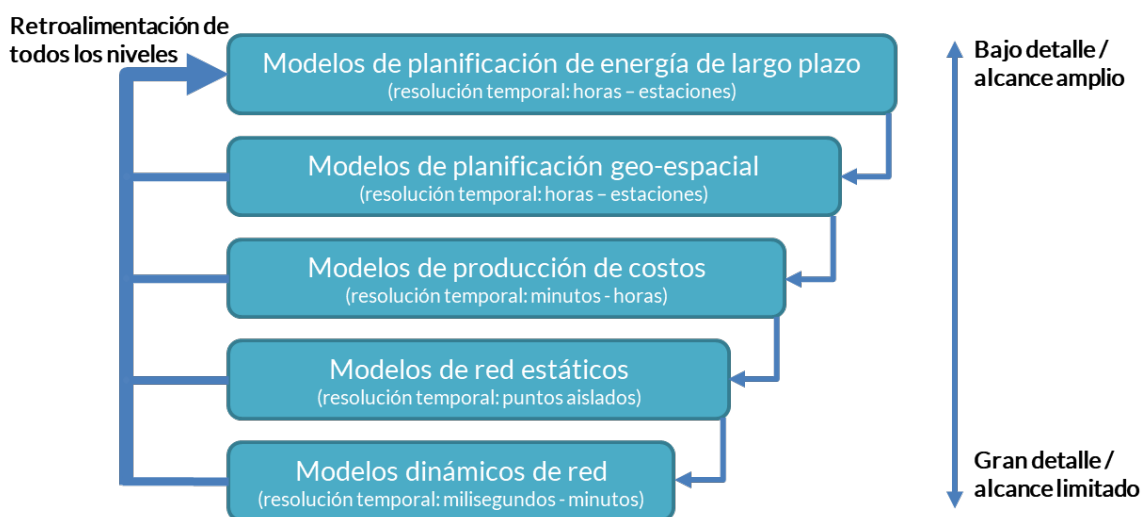


Figura 32 Herramientas y análisis para planificación de sistemas de energía con retroalimentación (Adaptado de [100])

Ejemplo práctico: Sistema australiano

La aplicación de un proceso iterativo es actualmente utilizada en el Plan Integrado del Sistema (ISP, por sus siglas en inglés) en Australia [106]. Un esquema de la metodología de la planificación del sistema australiano se puede ver en Figura 33. En la Figura se puede ver un modelo que consta de dos bloques principales: el *capacity outlook model* y el *time sequential model*.

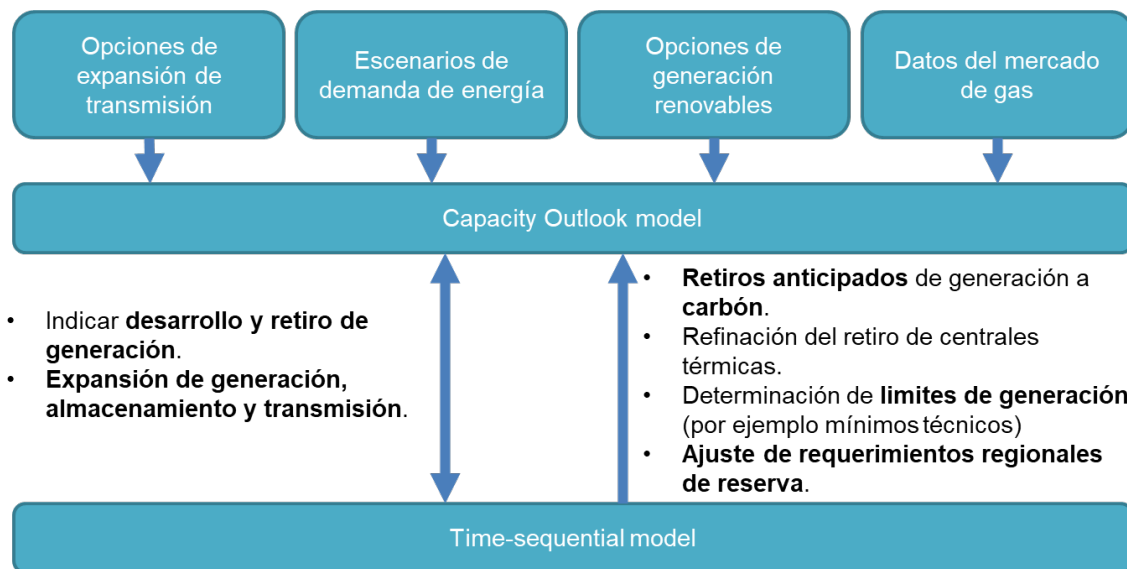


Figura 33 Diagrama simplificado de planificación australiana (adaptado de [106] por SPEC)

- *Capacity outlook model*, se alimenta de distintos datos como escenarios energéticos, opciones de expansión, la operación de la generación renovable y datos del mercado de gas. Posteriormente, este modelo planifica la red de transmisión, almacenamiento y generación con una mirada en el muy largo plazo (2050), sin mayor detalle operacional.
- *Time sequential model*: Este recibe los resultados del módulo anterior y, a partir de estos, lleva a cabo distintos análisis, entre ellos, análisis de suficiencia, considerando cálculos de *Equivalent Load Carrying Capability* (ELCC), y análisis de estabilidad de frecuencia y tensión. Estos modelos se comunican para ir ajustando sus datos de entrada y salida con el objetivo de encontrar mejores soluciones.

En el Anexo C se describe en mayor detalle cada uno de estos módulos.

5.1.2 Enfoque multivalor

5.1.2.1 Enfoque clásico y sus limitaciones

Históricamente, las decisiones de expansión de la transmisión eléctrica a gran escala se han basado en la comparación de los costos, tanto de capital como de operación, de una obra potencial de expansión, con los ahorros esperados en términos de costos de operación que dicha expansión implicaría para el sistema durante la vida útil del proyecto.

Así, generalmente, para efectos de ejecutar dicha evaluación financiera y verificar si la obra se justifica o no, se procede a simular la operación del sistema en dos escenarios:

1. **Caso Base:** Representación de largo plazo del sistema al cual se le pretende añadir la obra de transmisión, sin considerar dicha obra.
2. **Con Obra:** Sensibilidad del caso base, en el cual se considera la entrada del activo de transmisión a evaluar, con el objeto de calcular los potenciales ahorros de operar el sistema, generalmente asociado a costos térmicos de operación.

Luego, para estimar los costos de operación esperados, se simula mediante herramientas computacionales el despacho a mínimo costo para ambos escenarios, utilizando una serie de supuestos de largo plazo que usualmente son definidos por el ente encargado de evaluar la obra, en base a la mejor información disponible. De esta forma, los beneficios económicos, π_t generados una obra de transmisión para el año t , dentro del horizonte de evaluación, quedan definidos por:

$$\pi_t = CO_t^{Base} - CO_t^{Con Obra}$$

Donde CO_t^{Base} representa la suma de los costos operacionales (térmicos) para el año t . Luego, el valor o beneficio neto de dicha obra, VO , queda definido por un flujo de caja donde se consideran los costos de operación y mantenimiento, junto con el valor de inversión de la obra:

$$VO = -VI + \sum_{t=1}^T \frac{\pi_t - COMA_t}{(1+r)^t}$$

Con:

- r : Tasa de descuento utilizada para evaluar el proyecto
- $COMA_t$: Costos Operacionales y de Mantenimiento de la Obra
- T : Vida Útil del proyecto
- VI : Costo de inversión total del proyecto a evaluar

Así, una determinada obra de expansión de transmisión tendría sentido económico y se debiese ejecutar, sí y solo sí cumple con la condición:

$$VO(Costos_{térmicos}) > 0$$

Es decir, solo si los beneficios sistémicos asociados a la obra superan sus costos de inversión y operación. Sin embargo, la metodología clásica (que aún se utiliza en múltiples jurisdicciones), presenta una serie de limitaciones y deficiencias que, en muchos casos, conducen a la infravaloración de muchos proyectos dado que, al solo focalizarse en los ahorros proyectados en términos de costos operacionales que se pueden extraer de una potencial obra de transmisión, se desprecian beneficios adicionales que una obra de

transmisión puede acarrear, principalmente asociados a temas de seguridad, resiliencia y medioambientales.

Teniendo en cuenta lo anterior, es vital crear un mecanismo de evaluación que cierre las brechas descritas anteriormente y permita capturar la totalidad del potencial económico, social y ambiental de una obra de transmisión. De esta manera, se podrá realizar una correcta evaluación económica, tal como lo ha demostrado la experiencia internacional en torno a este tema.

5.1.2.2 Enfoque Multivalor

En la actualidad, se han realizado importantes esfuerzos tanto por parte de la academia como de las instituciones regulatorias y planificadoras para ilustrar, categorizar e implementar un enfoque multivalor que permita capturar de manera adecuada todos los potenciales beneficios económicos asociados a la expansión de la transmisión.

En particular, en [107] se desarrolló un conjunto de directrices de planificación en el que identificaron ocho categorías de beneficios asociados a la expansión de la transmisión. La Tabla 4 presenta una recopilación de ese trabajo, el cual fue previamente adaptado al caso chileno:

Categoría de beneficio	Descripción
Ahorros de costos térmicos de producción	Ahorros en costos de producción estimados en base a simulaciones con modelos de despacho económico durante la vida útil del proyecto.
Ahorros adicionales de costos de producción	Beneficios no capturados por modelos de despacho simplificados, tales como: 1. Costos de servicios complementarios. 2. Costos asociados a pérdidas y congestiones. 3. Costos de ciclado de unidades térmicas. 4. Costos de encendido y parada. 5. Despachos fuera de mérito.
Beneficios de suficiencia del sistema	1. Reducción de la probabilidad de pérdida de carga (LOLE). 2. Reducción del margen de reserva de planificación.
Beneficios de resiliencia del sistema	Menores costos (u otro tipo de indicador) ante escenarios extremos Menores costos de infraestructura dedicada a prestar servicios asociados a resiliencia, tales como: recuperación de Servicio, control de contingencias extremas.
Ahorro en costos de capital de nuevos proyectos	1. Beneficios en costes de capacidad necesaria, gracias a la reducción de las pérdidas de energía. 2. Acceso a zonas con mayor calidad de recurso para proyectos renovables, produciendo así un descenso en los costos nivelados de generación (LCOE) .

Categoría de beneficio	Descripción
Beneficios Medioambientales	1. Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, al facilitar inversiones en energías renovables en zonas con mejor recurso. 2. Cumplimiento con comunidades locales en términos de retiro de unidades contaminantes. 3. Aceleración de cumplimiento de compromisos globales de carbono neutralidad.
Mitigación de riesgo debido a la incertidumbre respecto a escenarios futuros	Ahorro de costos de producción para condiciones futuras inciertas (combustibles, crecimiento de demanda)
Beneficios de facilitación de mercado	1. Aumento de competencia, debido a menores barreras de entrada. 2. Mejoras de liquidez y protección de cadenas de pago ante diferencias entre precios de inyección y retiro.

Tabla 4: Descripción de potenciales beneficios de una obra de transmisión

La experiencia internacional reciente nos muestra que, en diversas jurisdicciones, se ha empezado a converger a un análisis más exhaustivo de los beneficios de la transmisión al momento de evaluar potenciales expansiones de infraestructura de transporte eléctrico.

Algunos ejemplos de uso de esta metodología en la práctica se listan a continuación:

1. El Operador del Sistema Independiente del Medio Oeste (MISO) desarrolló una cartera de Proyectos de Multi-Valor (MVP) que incluyó 17 proyectos de transmisión en 15 estados para permitir una mayor integración de energía eólica, reducir la congestión y mejorar la confiabilidad [108].
2. En 2018, el Consejo de Coordinación Eléctrica del Oeste (WECC) llevó a cabo el proceso de Planificación de Expansión de la Transmisión Regional (RTEP) que evaluó múltiples escenarios de transmisión en 14 estados y provincias del oeste de Estados Unidos y Canadá. El estudio utilizó un marco de múltiples valores para evaluar los beneficios de cada escenario en términos de ahorro en costos de producción, entrega de energía renovable, reducción de emisiones, diversidad y flexibilidad de recursos.

WECC utiliza un enfoque multivalor para evaluar los beneficios de diferentes escenarios de transmisión, incluyendo ahorros de costos, entrega de energía renovable, reducciones de emisiones, diversidad y flexibilidad de recursos. El proceso también considera varios factores, como el impacto ambiental, el uso de la tierra y la participación de la comunidad.

3. En 2020, el Operador del Mercado de Energía Australiano (AEMO) identificó, mediante el enfoque multivalor, una serie de proyectos accionables que deben comenzar "tan pronto como sea posible" para garantizar que el suministro de

electricidad sea seguro en la próxima década. Estos proyectos demostraron que pueden proporcionar múltiples beneficios, como la reducción de los costos operativos, beneficios ambientales, acceso a energía renovable de bajo costo, beneficios en los costos de capital de generación, beneficios de mitigación de riesgos y mejoras en la confiabilidad y resiliencia [109].

Así, luego de evaluar distintos procesos de expansión de la transmisión alrededor del mundo, se generó un catastro respecto de los distintos tipos de metodologías y beneficios considerados por los entes reguladores y/o operadores de sistema, encargados de llevar a cabo los procesos de expansión de las redes. El resultado de dicho análisis se presenta a continuación, en la Tabla 5.

Tabla 5: Catastro de beneficios considerados en los procesos de expansión de la transmisión

País	Organismo	Ahorro Costos de producción	Modelamiento detallado	Ahorros costos de capital	Beneficios Suficiencia	Beneficios Resiliencia	Emisiones y compromisos climáticos	Análisis de escenarios
USA	NYISO (1)	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓
USA	MISO (1)	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✓
USA	CAISO (1)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
USA	ERCOT (1)	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
USA	SPP (1)	✓	✗	✓	✓	✗	✓	✓
Australia	AEMO (2)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Unión Europea	ENTSOE (3)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Chile	CNE - CEN	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✓

De dicho análisis, destacan los casos de la Unión Europea y Australia, en los cuales se ha incorporado el concepto de la planificación multivalor en su totalidad. Por otro lado, en el caso de Estados Unidos, se puede apreciar una clara diferencia metodológica entre los operadores adscritos a la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) y aquellos que no, como es el caso de ERCOT (Texas).

5.1.2.3 Ejemplo de aplicación en MISO

De manera reciente, el enfoque multivalor se puede ver, por ejemplo, en el portafolio de proyectos propuesto por MISO en su proceso de planificación de transmisión a largo plazo, que incluyó una colección de proyectos de transmisión de 345 kV en la subregión del Medio Oeste de MISO (Figura 34), con un costo total de actualización de transmisión de USD \$10,4 mil millones. Cuando se evaluó a lo largo de una vida útil del proyecto de 20 o 40 años y una tasa de descuento del 6,9 por ciento, esto se tradujo en un requisito de ingresos de valor presente de entre USD \$14,1 a \$16,9 mil millones, dependiendo del horizonte de tiempo utilizado para la evaluación.



Figura 34: Mapa de proyectos de transmisión de gran escala propuestos por MISO (Tranche 1)

El portafolio de proyectos resultó ser ligeramente rentable en términos de ahorros de costos de producción, pero cuando se evaluaron únicamente en función de estos ahorros, la relación costo-beneficio (1,05) no era suficiente para justificar el desarrollo de estos, a ojos del planificador de la red [107]. Sin embargo, cuando se tuvieron en cuenta otros beneficios, el valor total del proyecto fue significativamente más alto, alcanzando los USD \$53,3 mil millones, con un beneficio esperado neto de USD \$37,7 mil millones, lo que generó una relación beneficio/costo de 3,4. Dado lo anterior, los proyectos resultaron ser claramente rentables y, por ende, justificables. Dichos resultados se pueden apreciar, más abajo, en la Figura 35:

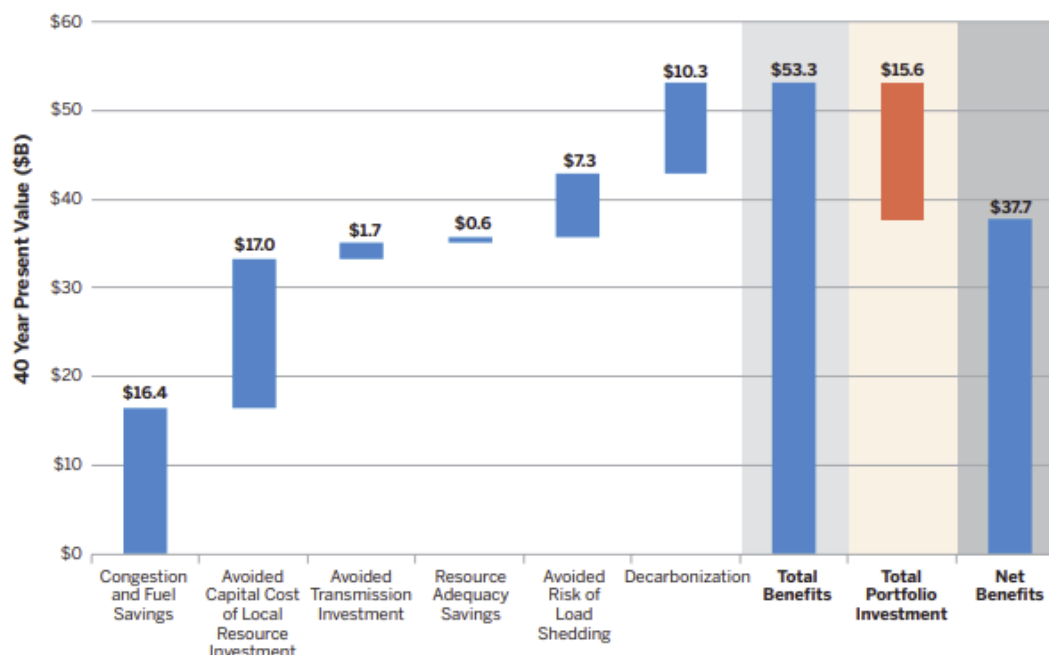


Figura 35: Stack de beneficios de proyectos propuestos por MISO (Tranche 1)

Este ejemplo muestra que no se puede evaluar la rentabilidad de un proyecto solo en función de los ahorros en los costos de producción. Así, se puede concluir que es importante considerar un rango amplio de beneficios, más allá de los ahorros esperados en costos de producción. Por otro lado, la experiencia muestra además que diferentes tipos de proyectos producen diferentes conjuntos de beneficios, por lo que es importante tener en cuenta esto al evaluar la rentabilidad de un proyecto. Finalmente, es importante utilizar un horizonte de evaluación a largo plazo para proyectos de infraestructura con claro impacto social como la transmisión, ya que su vida útil suele ser superior a los 20 años.

5.1.2.4 Propuesta de Aplicación en ERCOT

En junio de 2022, *Energy Systems Integration Group* (ESIG), una organización sin fines de lucro dedicada al estudio y análisis de sistemas y mercados eléctricos, desarrolló un estudio [110] con el objeto de aplicar la propuesta de enfoque multivalor a la evaluación económica de obras de transmisión a gran escala.

De acuerdo con los autores de la publicación, las razones que justifican la elección de ERCOT como caso de estudio, se resumen a continuación:

1. Hasta hace poco, la planificación económica de transmisión en ERCOT **solo permitía usar ahorros de costos de producción para justificar proyectos de transmisión**. Recientemente, tras la tormenta invernal de febrero de 2021, se han hecho cambios a los criterios de planificación de transmisión que permiten una interpretación más amplia de los beneficios. Esto presenta una oportunidad para la implementación de nuevos métodos, como la planificación multivalor, para mostrar el valor económico perdido y el riesgo que implican los criterios estrechos de planificación de transmisión.
2. La región de West Texas tiene un gran potencial para la generación de energía eólica y solar, pero el desarrollo de estas fuentes de energía puede verse obstaculizado por restricciones en la capacidad de transmisión.

3. El cuello de botella en la exportación de energía desde West Texas a otras regiones es la restricción de transmisión más costosa de ERCOT. Esto resulta en costos más altos para los consumidores, ya que se necesitan generadores más caros para suministrar la energía necesaria.
4. ERCOT es una interconexión relativamente aislada y no tiene mucha capacidad para transferir energía a regiones vecinas. Esto hace que sea un caso de estudio ideal para comparar los beneficios y costos de la construcción de líneas de transmisión que crucen fronteras estatales y jurisdiccionales.

En particular, para la configuración del caso de estudio, se aplicó el enfoque multivalor para evaluar dos carteras de proyectos de expansión de la transmisión:

1. **Aumento Capacidad Conexión West Texas:** Este proyecto consistió en una cartera compuesta de hasta cuatro nuevas líneas de transmisión HVDC o HVAC con el fin de aliviar la restricción de exportación desde West Texas hacia donde se concentra el consumo, con el objetivo de permitir el acceso a zonas de recursos renovables de alta calidad, bajo costo y de rápida implementación.
2. **Interconexión ERCOT-Southern Company:** Una línea de transmisión HVDC que conecta ERCOT con Southern Company en el sureste, con el fin de vincular ubicaciones geográficamente distantes para mejorar la diversidad de carga y recursos y, por lo tanto, mejorar la eficiencia, confiabilidad y resiliencia de los sistemas.

El enfoque se centró en métricas que identifican ahorros de costos (tanto ahorros tradicionales de costos de producción como otras reducciones de costos), objetivos ambientales, resiliencia de la red, adecuación de recursos e incertidumbre macroeconómica, todos los cuales podrían ser fácilmente cuantificados utilizando simulaciones de la operación, junto con el correspondiente análisis probabilístico de dichos resultados.

Los resultados particulares en cada uno de los proyectos de expansión en ERCOT se presentan en las secciones siguientes.

Ejemplo 1: Aumento de capacidad de interconexión con West Texas

En la Figura 36 se presenta el cálculo de los múltiples beneficios obtenidos (barras en azul) de aumentar la capacidad de transmisión de ERCOT con West Texas, siendo esta última la zona donde se encuentra el mayor potencial de generación renovable (principalmente eólico). Se puede apreciar que solo con los ahorros de costo de capital o la mejora en términos de riesgo, ya se logra cubrir el costo de la expansión (barra en color anaranjado).

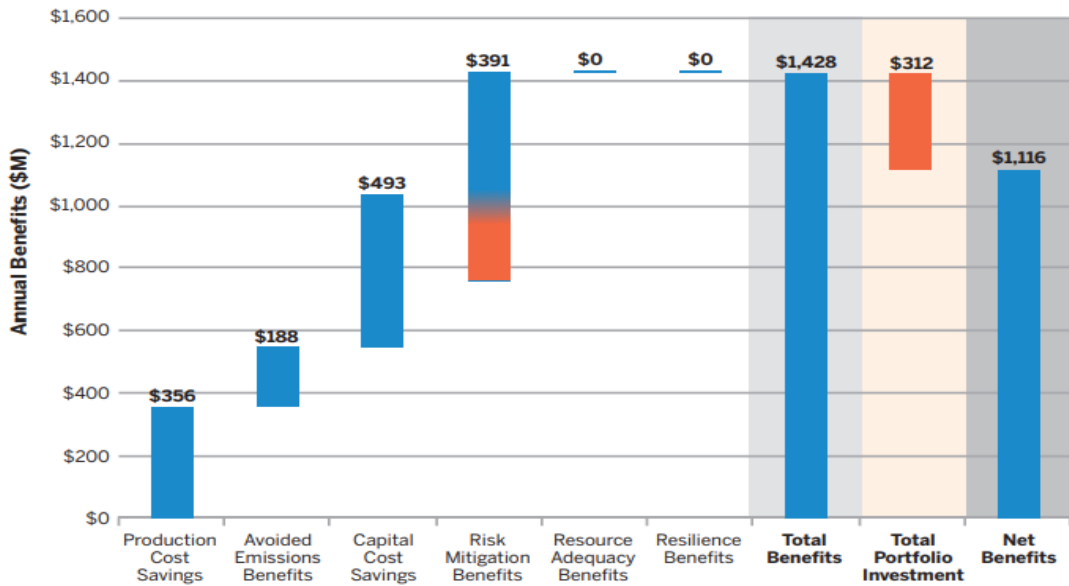


Figura 36: Beneficios de aumentar capacidad de interconexión con West Texas

Dentro del *Stack* de beneficios presentados, destaca claramente el potencial ahorro en términos de costos de capital, asociado a nueva capacidad instalada, principalmente renovable. En muchos sistemas, tales como el de ERCOT o también el SEN chileno, las zonas con mejor recurso para generación renovable se encuentran alejadas de aquellas donde se concentra la demanda. Por consiguiente, muchos desarrolladores deben sacrificar acceso a un mejor recurso, con el fin de evitar eventos de congestión y recortes de su generación renovable, produciendo una solución más costosa por MWh generado.

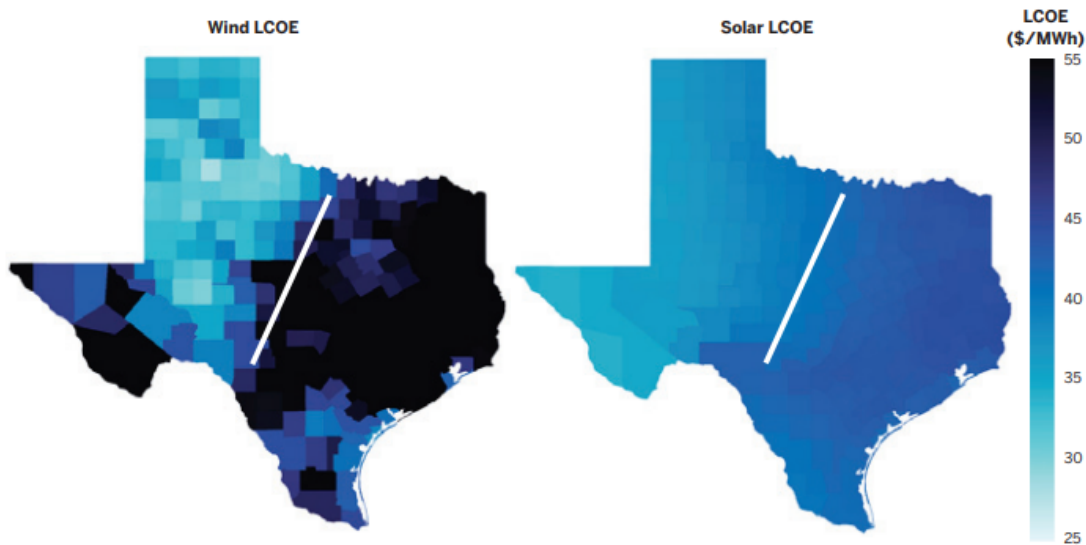


Figura 37: LCOE Eólico y Solar desagregado por condado en Texas

El **Levelized Cost of Energy** (LCOE) es una métrica económica que mide el costo unitario de producción de una central de generación, durante la totalidad de su vida útil. Así, se deduce que el acceso a un mejor recurso, con mayor *factor de planta*, permitirá alcanzar una solución más económica en términos de costos de capital. La Figura 37 muestra el resultado de calcular el LCOE por condado en Texas. Así, las comparaciones de costos nivelados de

energía indican que los recursos eólicos, en promedio, son USD \$15/MWh más baratos en el oeste de Texas en comparación con el este de Texas. Por su parte, la energía solar es USD \$5/MWh más barata.

Ejemplo 2: Interconexión entre ERCOT y Southern Company

La Figura 38 muestra los resultados de la evaluación de beneficios de una línea de transmisión entre ERCOT y un sistema interconectado vecino. El principal objetivo de esta potencial interconexión es el de mejorar la suficiencia y resiliencia del sistema. A partir de los resultados, se puede apreciar que aproximadamente el 60% de los beneficios de la(s) obra(s) se deben a los beneficios de *suficiencia*, y solo un 8% a ahorro de costos de producción.

El procedimiento utilizado para estimar el aporte de dicha obra de transmisión a la suficiencia del sistema se basó en valorizar las mejoras en términos de *adequacy*. Internacionalmente, la metodología *de-facto* para la determinación de aportes individuales al atributo de *resource adequacy* se ha hecho mediante el cálculo del indicador *Lost of Load Expectation* (LOLE) del sistema (o subsistema) que se pretende estudiar. Dicha métrica es el resultado de la ejecución de múltiples simulaciones de MonteCarlo, que buscan representar diversas combinaciones de escenarios que pueden afectar el balance de oferta y demanda de un sistema eléctrico, afectando la continuidad del suministro, en un cierto periodo de tiempo.

De esta forma, el procedimiento que se siguió es descrito brevemente a continuación:

1. Se calculó el LOLE del sistema sin considerar la obra sujeta a evaluación, para luego ir añadiendo generación térmica (confiable) adicional, hasta conseguir el valor objetivo (0,01% de los días del año). El total de generación térmica se denomina C_{base} .
2. Luego, se realizó el mismo proceso iterativo, esta vez con la obra propuesta como parte del sistema. Así, luego de añadir capacidad de generación térmica por un total de $C_{Con obra}$, se llega a que el LOLE del sistema sea igual al LOLE objetivo.
3. Finalmente, se procedió a comparar los costos de capital asociados a la instalación de la capacidad obtenida en ambos casos, descontándoles los ingresos esperados por energía y servicios complementarios. Así, el potencial aporte en términos de suficiencia o *adequacy*, será la diferencia entre los costos netos⁸ para ambos casos.

⁸ Costos de capital anualizados, menos los ingresos esperados en términos de energía y servicios complementarios.

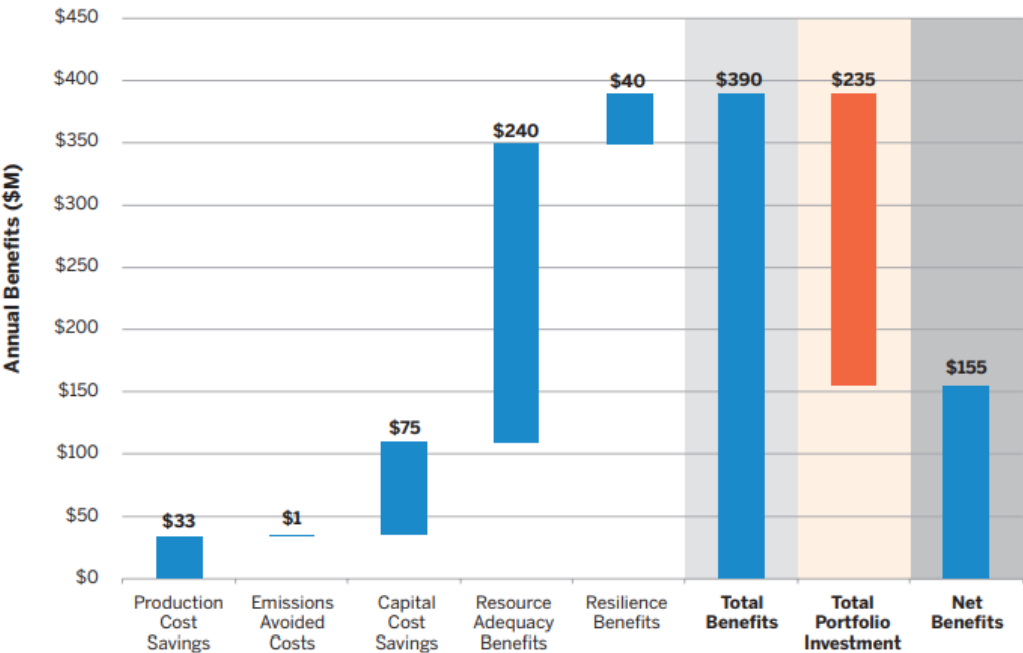


Figura 38: Beneficios interconexión ERCOT - Southern Company

5.1.3 Ejemplo aplicación enfoque multivalor al caso Chileno

5.1.3.1 Casos de estudio

Se considera en este ejercicio ilustrativo dos escenarios de desarrollo futuro de la matriz de generación eléctrica, definidos en los procesos de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2021 y 2022. Estos escenarios consideran una serie de factores con incertidumbre que inciden en el desarrollo futuro estimado en cada escenario, siendo en específico definidos según la Tabla 6.

Tabla 6. Factores de desarrollo por cada escenario⁹

Factores	C 2022	E 2021
Disposición social para proyectos / intensidad de retiro centrales a carbón ¹⁰	+ Costo / Alta	+ Costo / media
Demanda energética	Media	Alta
Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías	Medio	Alto
Cambio en externalidades ambientales ¹¹	Actual	+Alto
Costos de inversión en energías renovables	Medio	Bajo
Precio de combustibles fósiles	Bajo	Alto

Dichos factores, luego entran a una etapa de cuantificación donde, mediante un modelo de planificación centralizada, se determina la expansión óptima de la oferta de generación y almacenamiento en los distintos nodos de la red de transmisión modelada¹². En particular, en este estudio se toman los resultados de los procesos de planificación de escenarios llevados a cabo por la Comisión Nacional de Energía en la etapa del proceso de ajuste de los escenarios, debido a que los resultados de este proceso son los que entran directamente en el proceso siguiente de planificación de la red de transmisión.

⁹ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20220630_men_pelp_iaa2022.pdf

¹⁰ ++Costo y +Costo representan sobrecostos altos, bajos a proyectos de generación en algunas zonas del sur del país, así como intensidad de retiro de carbón: alta, media y baja, respectivamente.

¹¹ Actual y +Alto representan un nivel de impuesto al CO₂ fijo de 5 USD/Ton y con un crecimiento lineal entre los años 2030 y 2050 que alcance los 32,5 USD/Ton al final del periodo, respectivamente.

¹² AMEBA, cloud based platform <http://www.spec.cl/AmebaCloud/>

En la Figura 39 siguiente, se presenta el plan de expansión generación/almacenamiento en cada escenario, haciendo referencia, asimismo, a la zona geográfica donde se ubica esta capacidad.

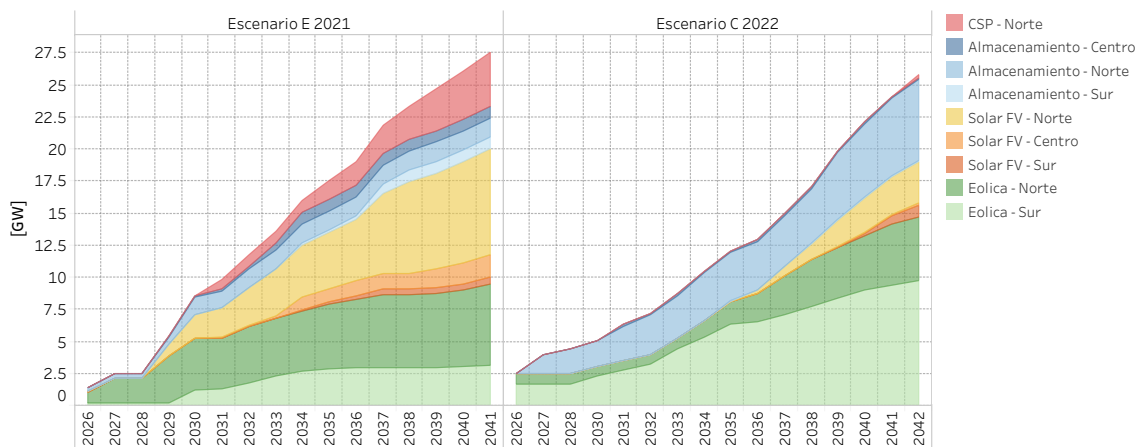


Figura 39: Capacidad instalada por tecnología y zonas del país para los escenarios PELP considerados.

De acuerdo con la figura anterior, la principal diferencia de ambos escenarios corresponde a la ubicación geográfica del desarrollo eólico y solar: mientras el Escenario E 2021 presenta un fuerte y rápido desarrollo eólico-solar en zona norte (región de Atacama, al norte), con más de 7,5 GW al 2030, el Escenario C 2022 presenta un desarrollo más tardío, pero con una alta concentración de la nueva capacidad en la zona sur (región de la Araucanía, al sur)

Dado lo anterior, es de interés evaluar dentro del alcance de este ejemplo, proyectos de transmisión de gran escala que permiten llevar los principales centros de generación desarrollados hacia el centro de carga. Así, se evaluaron los siguientes proyectos en cada escenario, ambos entrando en operación en 2030:

- Escenario E 2021: Línea Parinas – Polpaico, de una capacidad de 2.000 MVA, con un costo total de 1.082 MMUSD.
- Escenario C 2022: Línea Alto Jahuel – Río Malleco, de capacidad de 3.000 MVA con un costo total de 1.200 MMUSD.

En la Figura 40 se presenta, a modo de referencia geográfica, el total de capacidad solar y eólica desarrollada en cada escenario, agregando la capacidad en los nodos principales de la red, junto con los proyectos de transmisión de gran escala para llevar dichos polos de generación hacia el centro de carga en la Región Metropolitana.

Cabe señalar que la evaluación en este caso continúa en el marco de hacerlo proyecto a proyecto, a pesar de que pueden existir otros proyectos complementarios o sinérgicos a los que están bajo evaluación. Los mismos no han sido considerados dentro del alcance de este ejemplo ilustrativo, dado que el objetivo es ilustrar el resultado de la aplicación del análisis multivalor.

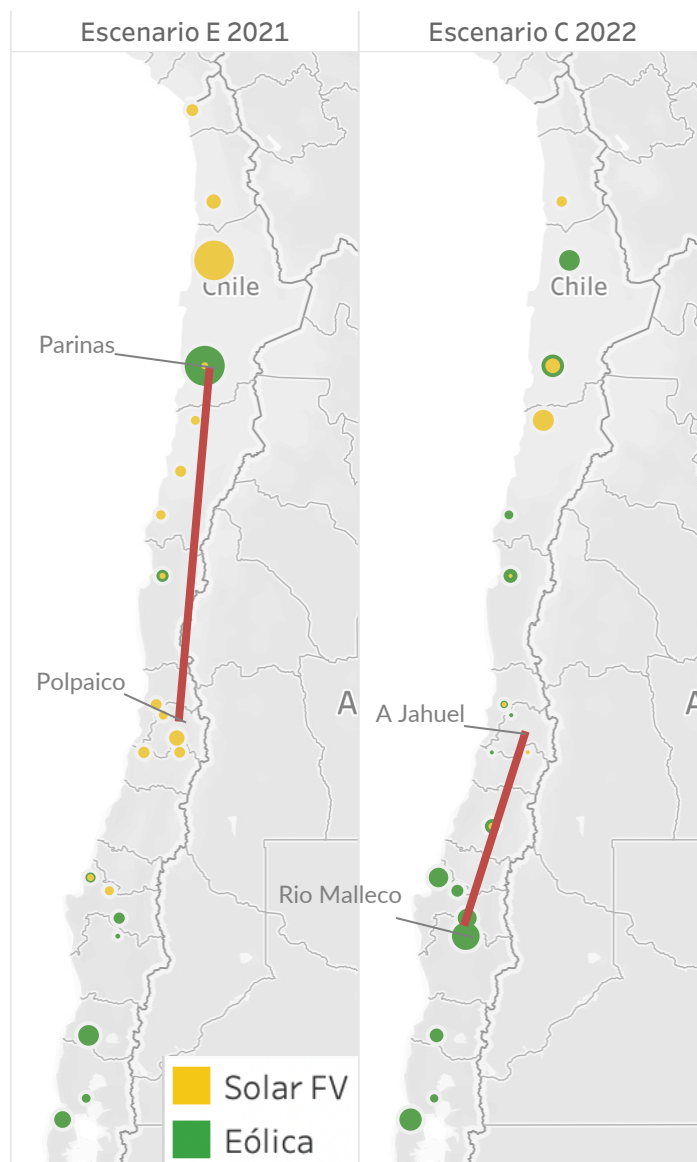


Figura 40: Ubicación geográfica de desarrollos de generación eólica y solar en cada escenario, y proyecto de expansión evaluado en cada caso.

5.1.3.2 Análisis realizados

Para evaluar la contribución de los proyectos antes mencionados, se realiza un análisis de tipo “one-out” donde se simula tanto el escenario con proyecto como el sin proyecto, y así se determinan las contribuciones del proyecto en distintas métricas. El análisis *one-out* en cada escenario se lleva a cabo en distintas condiciones y con distintos modelos según el tipo de métrica que se desea calcular, según se detalla a continuación.

Tabla 7. Métricas, tipo de modelo utilizado y detalles relevantes de análisis¹³

Métrica	Modelo utilizado	Detalle relevante de modelamiento
(1) Costos de operación y falla (OPEX)	Modelo de despacho económico (operación)	Etapas mensuales con 48 bloques, modelo energético con balances mensuales de embalses, 3 hidrologías
(2) Emisiones de CO ₂ ¹⁴		Etapas horarias, balance hora a hora de embalses y almacenamiento, 3 hidrologías
(3) Costo de inversión en generación/almacenamiento (CAPEX GX + ESS)	Modelo de planificación co-optimización generación, transmisión y almacenamiento	Etapas mensuales con 48 bloques, 1 hidrología

En el caso de los modelos de operación, estos permiten estimar los ahorros en costos de operación y falla, tanto en condiciones de modelamiento simplificadas (modelo de despacho energético por bloques), como también en un entorno de modelamiento horario donde en cada año se representan cronológicamente las 8.760 hrs. del año.

Cabe señalar que en el análisis *one-out* para determinar la métrica (3), dado que el modelo determina también expansiones de transmisión, se ha determinado que en el caso sin proyecto es necesario restringir la capacidad de desarrollar proyectos de transmisión entre los nodos en evaluación, tanto como conexión directa entre ellos como conexión a través de nodos intermedios. Por otro lado, en el caso con proyecto, el modelo cuenta ya como dato de entrada con el proyecto de transmisión en evaluación y este puede ser parte de la operación del sistema, no siendo entonces una decisión del modelo.

Finalmente, en cada simulación se aborda el periodo 2022-2041, y los resultados en términos de ahorros de costos se presentan en valor presente de los costos anuales al año 2022, así como para los costos de inversión, donde se determina en primer lugar las anualidades y el valor presente de estas al año 2022.

¹³ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20220630_men_pelp_iaa2022.pdf

¹⁴ Se considera un valor de 30 USD/MMTon para la evaluación.

5.1.3.3 Resultados

En las siguientes figuras se resumen los resultados obtenidos para la evaluación de las distintas métricas y la contribución de cada proyecto, comparadas con el costo de inversión (CAPEX) del proyecto en evaluación. Se presentan los ahorros incrementales de cada métrica y tipo de modelamiento de manera incremental, a fin de poder apreciar la contribución de cada componente.

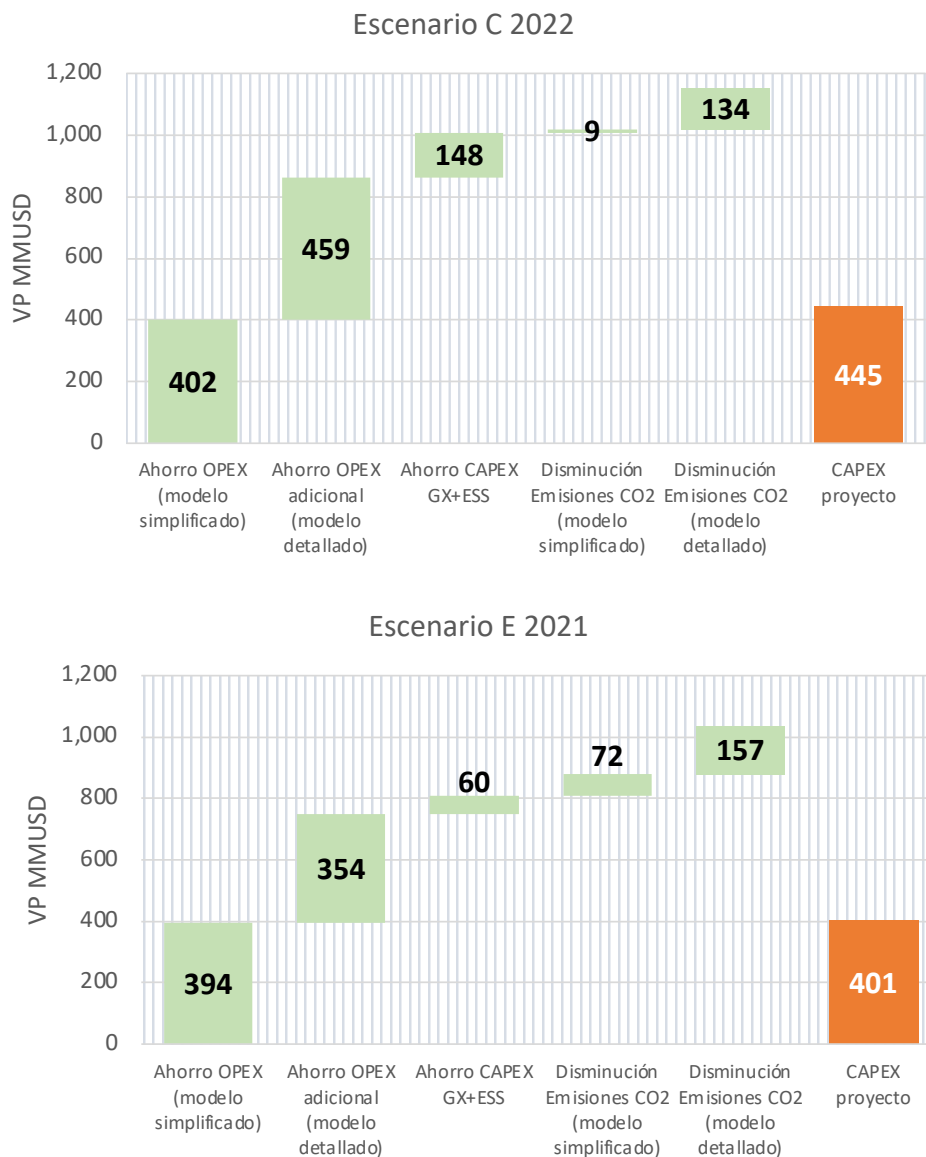


Figura 41: Resultados de los ahorros estimados para las métricas definidas, presentando los ahorros incrementales en el caso del modelo detallado respecto del modelo simplificado.

En primer lugar, cabe destacar que, en ambos casos, los ahorros estimados en la métrica (1) no son superiores a los costos de CAPEX de los proyectos, por lo que en caso de que la evaluación solo tenga como alcance esta métrica, se estaría descartando la promoción de estas expansiones. Esto es importante, pues esta es la situación más cercana a la realidad

actual de evaluación, bajo el estándar de modelamiento que ha sido el considerado por el planificador de la red. Es importante destacar que los ahorros adicionales de costos de operación estimados por un modelo horario son casi del mismo orden de magnitud, y por lo tanto existe una importante brecha que abordar mediante una mejora en la selección de los puntos de operación modelados. La estimación de esta componente adicional tiene, por supuesto, un costo en recursos humanos y de simulación que puede ser intensivo, por lo que es posible que existan puntos intermedios en el nivel de modelamiento de detalle necesario para abordar gran parte de esta brecha, tal como lo sugiere la revisión de la literatura presentada en la sección anterior.

Por otro lado, el análisis multivalor presentado resulta en un análisis económico favorable para ambos proyectos, con beneficios estimados que superan en más de dos veces los costos de inversión. Es preciso notar que, por ejemplo, mediante la incorporación única de la métrica (2) en el caso del escenario E 2021 y de las componentes (2) y (3) en el caso del escenario C 2022, la evaluación resulta favorable para los proyectos.

En vista del esfuerzo computacional y humano involucrado inicialmente para ampliar el espectro de evaluación, estas componentes adicionales pueden ser, por ejemplo, calculadas para aquellos escenarios donde la evaluación simplificada no es favorable para un proyecto determinado, e ir agregando métricas conforme la evaluación lo requiera.

5.2 PARTE 2: MODIFICACIONES PROFUNDAS

En esta sección se analizan 6 puntos que son, en opinión del Consultor, muy relevantes para una planificación adecuada de la transmisión. A diferencia de los temas analizados anteriormente, estos son más complejos de implementar; no obstante, son muy necesarios para determinar expansiones que habiliten una descarbonización profunda de la matriz eléctrica de forma segura y económica. Estos puntos son:

1. Simulación candidato a candidato vs optimización global.
2. Incertidumbre futura, proactividad y adaptabilidad.
3. Incorporación de nuevas tecnologías.
4. Consideración de soluciones de distribución y recursos energéticos distribuidos (DERs).
5. Coordinación de trazado y territorios.
6. Confiabilidad y resiliencia.

5.2.1 Simulación candidato a candidato vs optimización global

5.2.1.1 Descripción del problema

La metodología para la planificación de la transmisión que se utiliza en Chile se basa en una simulación de la operación del sistema para cada inversión candidata, tratando estas inversiones de forma aislada, candidato a candidato. En ese sentido, cuando se busca justificar la inversión de algún activo de transmisión, la autoridad analiza proyecto a proyecto, haciendo una simulación de la operación del sistema eléctrico con y sin el proyecto en cuestión. Luego, se determinan los ahorros en costos, determinando así los beneficios. Si estos ahorros son mayores que el costo de inversión y mantenimiento del nuevo activo, entonces se puede justificar la inversión. Sin embargo, cuando se analizan sistemas reales donde existen muchos proyectos candidatos que presentan sinergias y conflictos entre sí, el enfoque de simulación candidato a candidato no permite hacer un estudio exhaustivo de cada uno de los posibles portafolios de solución (combinaciones de distintas inversiones candidatas), identificando el óptimo.

5.2.1.2 Consecuencias del problema

El análisis candidato a candidato genera problemas importantes asociados a que los proyectos se estudian de forma aislada, ignorando los costos y beneficios de las combinaciones de dichos proyectos candidatos. En consecuencia, la solución de inversión encontrada va a ser subóptima ya que el análisis se limita solo a algunas combinaciones.

Adicionalmente, al no observarse todas las posibles combinaciones tampoco se detectan sinergias y conflictos entre los distintos proyectos. En ese mismo sentido, no se captura el *efecto portafolio* producto de soluciones que se viabilizan económicamente cuando otros proyectos candidatos son realizados.

Por tanto, usando técnicas de optimización sería posible considerar todas las posibles combinaciones generadas por n proyectos de inversión (nótese que n proyectos de inversión generan 2^n posibles portafolios), a diferencia del enfoque de simulación candidato a candidato, el cual solo evalúa un subconjunto de proyectos de inversión (igual a n).

5.2.1.3 Experiencia

La experiencia internacional de distintas jurisdicciones, como Reino Unido, China, Australia y Francia, demuestran que la utilización de un *software* de optimización para el problema de inversión (no solamente el de operación) permite analizar el funcionamiento del sistema ante diferentes portafolios de inversión y condiciones de operación, para encontrar la solución que minimice los costos totales. Por lo tanto, todas estas jurisdicciones utilizan metodologías basadas en optimización global para resolver el problema de planificación de la transmisión.

Al utilizar un *software* de optimización probando las combinaciones y observando los efectos dentro de la función de costo total, se pueden determinar los ahorros en costos de operación, costos de inversión y costos de confiabilidad, los cuales son el resultado de una exploración exhaustiva del espacio de búsqueda (distintos portafolios de inversión) que permitirían tomar la mejor decisión de inversión. A continuación, en la Tabla 8 se presentan los distintos *softwares* de optimización utilizados por los ISOs para planificar redes de transmisión.

Tabla 8: Jurisdicciones que utilizan software de optimización por las autoridades planificadoras [111].

Jurisdicciones	Software de optimización
Reino Unido	BID3
China	SPER
Australia	PLEXOS
Francia	ANTARES

5.2.1.4 Ejemplo

El objetivo de este ejemplo es analizar un conjunto de proyectos de inversión bajo el enfoque de optimización global y el enfoque de simulación candidato a candidato, comparando los resultados obtenidos. En la Figura 42 se muestra el mapa adaptado del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) para la región del Bio-Bio, Chile, destacando en rectángulos rojos los puntos de control a analizar. Por otro lado, la Tabla 9 muestra la viabilidad económica de un conjunto de proyectos de inversión en los distintos puntos de control especificados en la Figura 42, junto a sus costos de inversión-mantenimiento, ahorros en costos de falla y ahorro neto, en miles de dólares por año [kUSD/año]. Los cálculos de la Tabla 9 son de elaboración propia.



Figura 42: Estudio de proyectos candidatos de transmisión en la localidad de Curanilahue.

Tabla 9: Proyectos candidatos en la localidad de Curanilahue en función de su sitio de análisis para viabilizar su ejecución.

Proyecto	Línea	Sitio de análisis	Costos de inversión y mantenimiento [kUSD/año]	Ahorros en costos de falla [kUSD/año]	Ahorro neto [kUSD/año]	¿Es óptimo?
A	Horcones - Curanilahue	Curanilahue	286	137	-149	No
B	A + Tres Pinos	Tres Pinos	583	775	192	Si
C	Cañete - Angol	Curanilahue	729	140	-589	No
C	Cañete - Angol	Lebu, Tres Pinos, Curanilahue	Se crea un anillo de transmisión del cual se ven beneficiados los tres puntos de control.		> 0	Si

En la Figura 42 y la Tabla 9 se observa el proyecto de línea A para la localidad de Curanilahue, el cual, si es analizado de manera aislada, no resulta ser óptima para el sistema (ahorro neto negativo). Sin embargo, si este mismo proyecto se analiza en conjunto con otra obra adicional para conformar el portafolio B, entonces su ejecución se viabiliza económicamente (ahorro neto positivo). De manera similar, existe un proyecto C para Curanilahue, cuya inversión no se justifica si sus beneficios son medidos solo localmente, es decir, solo en Curanilahue. Sin embargo, el proyecto C puede mostrar un beneficio económico que permite viabilizar su

ejecución si este se analiza desde el punto de vista de múltiples sitios (Lebu, Tres Pinos, Curanilahue).

Como conclusión, se demuestra que un enfoque de optimización global permite viabilizar proyectos de inversión que un enfoque de simulación candidato a candidato no, debido a que este último ignora las sinergias producidas.

5.2.2 Incertidumbre futura, proactividad y adaptabilidad

5.2.2.1 Descripción del problema

La planificación de la transmisión no es anticipativa/proactiva, ni presenta las holguras necesarias para enfrentar adecuadamente la incertidumbre del problema de largo plazo, lo que significa que el tomador de decisiones asume un alto riesgo al invertir en proyectos que se enfrentarán a escenarios futuros desconocidos. Además, no existe una metodología clara para identificar las holguras de capacidad necesarias, pese a que esta se menciona en la ley. Así, la capacidad resultante del sistema a futuro puede no ser suficiente para transportar la energía de forma efectiva desde los centros de producción a los de consumo.

Una de las consecuencias de no considerar la incertidumbre de forma adecuada, es que los planes de inversión no son *adaptativos*. Esto significa que no se planifica de tal modo que los planes de inversión se puedan adaptar de forma flexible a los cambios constantes que sufren los escenarios futuros. Esto puede llevar a que la planificación se vuelva obsoleta o ineficiente a medida que las circunstancias cambian. En ese sentido, es necesario evaluar cómo los planes se pueden ir adaptando dinámicamente a realidades cambiantes que se puedan producir a lo largo del tiempo.

Actualmente, para abordar la incertidumbre de largo plazo se utiliza una heurística que se basa en soluciones deterministas para cada escenario futuro. Así, la heurística permite identificar las inversiones que más se repiten en distintos escenarios, lo que justificaría la materialización de dichas inversiones. Sin embargo, es importante tener en cuenta que esta heurística es ineficiente ya que la incertidumbre, según la teoría y las mejores prácticas, debe ser gestionada de forma explícita mediante modelos probabilísticos y robustos, que reconozcan endógenamente la incertidumbre del problema y no mediante *proxys* determinísticos.

5.2.2.2 Consecuencias del problema

Por un lado, es posible demostrar que la heurística entrega soluciones subóptimas y sin holguras (o con holguras limitadas, es decir, que no presentan un margen de maniobra o capacidad para adaptarse a escenarios cambiantes). Al no considerarse una planificación que involucre a todos los escenarios *dentro del mismo modelo de optimización*, se obtienen soluciones de inversión subóptimas, en este caso, soluciones que se adaptan muy bien en algunos escenarios, pero muy mal en otros.

Producto de lo anterior, se pueden presentar congestiones a pocos años de la entrada de los proyectos. Esto, debido a que existe una brecha temporal importante entre el tiempo en que se toma la decisión y en el que finalmente la solución se implementa y entra en operación. Durante este tiempo, pueden cambiar las condiciones de demanda previstas que llevaron a la metodología actual (heurística) a determinar que dicha solución de inversión era óptima. Por tanto, se deben considerar nuevas metodologías más avanzadas que permitan reconocer

el *lead time* de las inversiones, proponiendo holguras y soluciones adaptativas que permitan lidiar más eficientemente con los errores de pronóstico en el mediano y largo plazo.

Finalmente, se ha observado que los proyectos de inversión pueden presentar un arrepentimiento muy alto a futuro. Al no considerarse un *enfoque bajo incertidumbre explícita*, el proceso de planificación no es capaz de encontrar un balance entre costos y riesgos, en este caso, los riesgos de quedar subinstalado o sobreinstalados. Esto es de vital importancia porque, como se verá a continuación, se ha demostrado en la literatura que es óptimo (desde una perspectiva de riesgo) quedar sobreinstalado y con un costo menor de congestiones, a que finalmente el sistema resulte subinstalado, con mayores costos de operación del sistema eléctrico.

5.2.2.3 Experiencia

A continuación, en la Tabla 10, se presentan algunos estudios realizados a nivel académico, donde se utiliza un enfoque probabilístico o estocástico (reconociendo explícitamente en el problema incertidumbre y riesgos, considerándolos en la función objetivo), demostrando el ahorro de costos frente a la aplicación de un enfoque determinístico. Es interesante destacar la referencia [112] donde se demuestra que heurísticas basadas en *proxys* determinísticos pueden ser muy ineficientes. En particular, se demuestra que la consideración de heurísticas como la que se utiliza en Chile para reconocer incertidumbre puede ser tan ineficiente como un plan determinístico que ignora la incertidumbre.

Tabla 10: Casos de estudio a nivel académico.

Zonas	Resultados principales
WECC [112]	Demuestra que existe un ahorro significativo de costos por usar un enfoque estocástico vs un enfoque determinístico. Incluso, demuestra ahorros por sobre el uso de heurísticas para el reconocimiento de la incertidumbre.
North Seas [113]	Se usan modelos robustos para considerar la incertidumbre. Se demuestra que existen inversiones óptimas que solamente se revelan cuando la incertidumbre es reconocida explícitamente en el problema de optimización. Estas inversiones no aparecen en planes determinísticos bajo ningún escenario en particular.
ERCOT [114]	Se usa un enfoque estocástico para reconocer incertidumbre. Los escenarios considerados capturan variaciones en los pronósticos de generación y demanda, y cambios topológicos en las redes (estado ON/OFF de los activos, cambio en sus parámetros, adición de nuevos activos, etc.)

5.2.2.4 Ejemplo

En la Figura 43 se muestra el sistema de barras WECC 240 [112], sobre el cual se realiza la planificación de la transmisión para un conjunto de escenarios con incertidumbre en condiciones regulatorias y de mercado, utilizando enfoques determinísticos, estocásticos y heurísticas. Los resultados del estudio [112] se muestran en la Tabla 11, donde se detalla las decisiones de inversión de primera etapa, junto a los costos de los enfoques aplicados para cada uno de los escenarios considerados. El objetivo del estudio [112] es demostrar cuál de estos enfoques genera soluciones de inversión mejor adaptadas a los escenarios futuros.

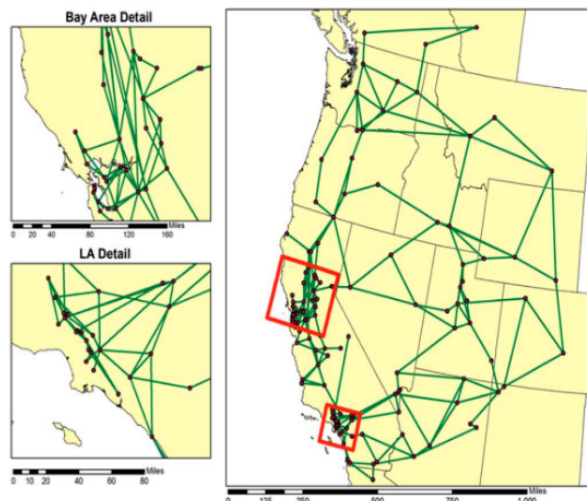


Figura 43: Sistema del caso de estudio WECC. [112].

Tabla 11: Costos de inversión primera etapa y desempeño económico de las estrategias de planificación [112].

Approach	First Stage Transmission Investments			Total Cost Under Each Scenario			Expected System Costs
	Backbones	Interconnections	Total	Carbon	33% WECC	State RPS	
D-Carbon	4.0	0.1	4.1	553.1	1,000.4	631.1	728.2
D-33% WECC	6.1	9.3	15.4	598.7	724.6	637.4	653.6
D-State RPS	7.2	4.1	11.3	558.6	857.0	585.4	667.0
Heuristic I	0.3	0.1	0.4	777.0	1,217.7	859.3	951.3
Heuristic II	2.4	3.9	6.3	574.0	853.8	609.8	679.1
Heuristic III	14.7	9.5	24.2	590.5	721.2	621.9	644.5
Stochastic	5.6	9.2	14.8	575.2	716.9	616.5	636.2

Es necesario aclarar que cada uno de los modelos determinísticos, es decir, D-Carbon, D-33% WECC y D-State RPS (ver Tabla de resultados), determina la mejor solución para su escenario en específico, es decir, Carbon, 33% WECC y State RPS, respectivamente. Sin embargo, al aplicar la solución de un escenario específico sobre un escenario distinto al que le corresponde, la eficiencia de la solución disminuye significativamente. La tabla también muestra resultados para heurísticas. Las soluciones de estas heurísticas se construyen fijando las soluciones de inversión de primera etapa más repetidas en los modelos determinísticos. Se puede observar que los costos de estas soluciones heurísticas también son deficientes. Por esta razón, el costo esperado del sistema para el enfoque estocástico es mejor a los costos esperados del sistema para los modelos determinísticos y heurísticos, tal como se señala en el cuadro en azul de la Tabla 11. Además, se muestra que los modelos determinísticos y las heurísticas (como la utilizada en Chile) no son capaces de revelar inversiones que son óptimas para el enfoque estocástico. Esto es de vital importancia, porque son estas soluciones que se revelan ante incertidumbre las que proveen mejores coberturas ante riesgos futuros.

Como conclusión, ya que la planificación a través de modelos determinísticos y heurísticas no intentan identificar inversiones en transmisión que sean óptimas para todos los escenarios simultáneamente, estos enfoques son más débiles que los enfoques estocásticos. Por lo tanto, las inversiones en transmisión recomendadas por el enfoque estocástico son

superiores en beneficio sistémico a los planes deterministas y las heurísticas relacionadas. La razón de esto es debido a que bajo incertidumbre se identifican obras y decisiones que solo se revelan cuando se reconoce explícitamente que existe dicha incertidumbre. Estas soluciones no se revelan analizando cada escenario de forma aislada. Finalmente, es posible demostrar que bajo incertidumbre, el arrepentimiento de sobreinvertir y quedar con capacidad subutilizada es menor al arrepentimiento de subinvertir y quedar con un déficit de capacidad. Por otro lado, la capacidad subutilizada puede prestar otros servicios asociados a la seguridad de suministro [113], cuyo valor es típicamente ignorado o subestimado en las evaluaciones económicas de inversiones en transmisión [115].

5.2.3 Incorporación de nuevas tecnologías

5.2.3.1 Descripción del problema

A pesar de que se está incluyendo cada vez más la incorporación de tecnologías flexibles (sistemas de almacenamiento, equipos FACTS, DR, etc.) como un elemento importante en la planificación de transmisión en Chile, éstas no se consideran de forma sistemática. Por lo tanto, al no ser considerados de manera sistemática en la planificación de la transmisión, se pierde la oportunidad de aprovechar todo su potencial para mejorar la eficiencia del sistema, tanto en gestión del riesgo contra futuros escenarios de largo plazo (instalación de generación en distintos puntos del sistema) como en escenarios de corto plazo (fallas, errores de pronóstico renovable, etc.).

5.2.3.2 Consecuencias del problema

Los planes de inversión no tienen una presencia importante de nuevas tecnologías, lo que puede tener consecuencias negativas en la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico al reducirse la capacidad de gestión energética para adaptarse a distintos patrones de flujos, que son cada vez más variables producto de la integración de energías renovables. Además, existe una rigidez de los planes que buscan resolver los problemas mediante infraestructura convencional, es decir, se trata de resolver la mayor parte de problemas mediante la materialización de grandes obras sin considerar las tecnologías flexibles como parte integral de la solución.

Adicionalmente, producto de la baja flexibilidad y capacidad de gestión de una red sin nuevas tecnologías, existe un menor grado de adaptabilidad del plan ante escenarios no anticipados (incertidumbre de largo plazo). Para abordar la incertidumbre, las nuevas tecnologías pueden ayudar a lidiar mejor con la necesidad de adaptación a distintas realidades. Además, la falta de estas tecnologías crea una red con una cantidad de pocos recursos para gestionar y flexibilizar la operación, ya sea frente a incertidumbre renovable o contingencias (incertidumbre de corto plazo).

5.2.3.3 Experiencia

Existen ejemplos interesantes en la experiencia internacional donde los operadores del sistema ya están incorporando como parte central de la planificación estas nuevas tecnologías flexibles. Por un lado, está el caso de Australia [116], donde su operador de sistema, es decir, el Australian Energy Market Operator (AEMO), a través de un proceso de co-optimización, busca planificar integralmente activos de red y de almacenamiento. Esto, incluso lo hace considerando varios escenarios de desarrollo de largo plazo con distintos

niveles de generación renovable, recursos energéticos distribuidos, etc. Otro ejemplo relevante a estudiar es el caso del Reino Unido [117], donde su operador de sistema, es decir, el National Grid Electricity System Operator, a través de un proceso de subastas (“*tendering*”) de innovación, selecciona periódicamente los proyectos más competitivos, los cuales pueden estar compuestos de tecnologías flexibles como sistemas de almacenamiento de energía, equipos FACTS, generación distribuida, etc., que se complementan con el plan de transmisión. Este proceso de subastas de innovación apoya compromisos adquiridos por el país relativos a la descarbonización de la matriz energética (emisiones cero al 2050), ya que la incorporación de tecnologías flexibles permitirá balancear de mejor manera los consumos e inyecciones frente a una mayor penetración de energías renovables.

5.2.3.4 Ejemplo

En el estudio [118] se calculan y comparan planes de expansión del sistema de transmisión con un enfoque determinístico y uno estocástico, considerando las siguientes tecnologías como proyectos de inversión: generación solar (S), generación eólica (W), equipos de almacenamiento (B), equipos FACTs (QB) y líneas de transmisión (L'23). Es importante destacar que los escenarios presentan incertidumbre en los costos de inversión de generación solar.

Por un lado, la Figura 44 representa la topología del sistema, la cual está compuesta por 3 nodos, 3 generadores convencionales, 3 líneas y un centro de carga. Además, con líneas punteadas se muestran los proyectos de inversión candidatos, los cuales corresponden a las tecnologías ya mencionadas. Además, la Figura 45 representa el árbol de escenarios del problema, donde la incertidumbre es respecto a los costos de inversión de la generación solar, representados como un porcentaje de un valor fijo dado. Se observa que, en la última época, los escenarios 1 y 2 presentan bajos costos de inversión en tecnología solar, mientras que los escenarios 3 y 4 presentan altos costos.

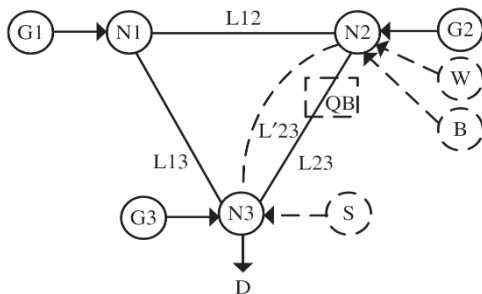


Figura 44: Topología del sistema de tres nodos, donde los activos candidatos para la inversión se muestran en líneas discontinuas [118].

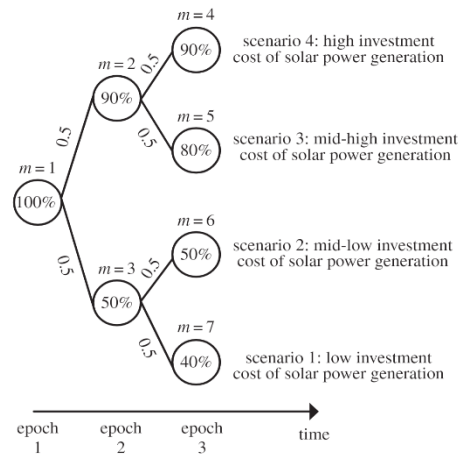


Figura 45: árbol de escenarios de varias etapas que indica épocas y probabilidades [118].

Por otro lado, la Tabla 12 contiene los resultados alcanzados, por época y por escenarios, por el modelo determinista. Además, la Tabla 13 contiene los resultados, por época y por

escenario, del enfoque estocástico, donde los niveles más bajos de generación eólica de primera etapa (época 1) del modelo determinista son forzados como decisiones de primera etapa (época 1) del modelo estocástico.

Tabla 12: Resultados del modelo determinista: plan de expansión por época y escenario, y costos por escenario [118].

	scenario 1 low	scenario 2 mid-low	scenario 3 mid-high	scenario 4 high
expansion plan per epoch and scenario				
epoch 1	W (16)	W (16)	W (19)	W (19)
epoch 2	S (39)	S (39)	W (7), L23	W (7), L23
epoch 3	S (18)	S (5), W (2)	W (1)	W (1)
costs per scenario (k\$)				
investment	59 896	60 047	38 665	38 665
operation	240 974	244 321	270 624	270 624
total	300 870	304 368	309 289	309 289

Tabla 13: Resultados del modelo estocástico: plan de expansión por época y escenario, costos por escenario y costos esperados. Los resultados siguen la estructura de árbol de escenarios representada en la Figura 45 [118].

	scenario 1 low	scenario 2 mid-low	scenario 3 mid-high	scenario 4 high
expansion plan per epoch and scenario				
epoch 1			W (16)	
epoch 2		S (39)		W (10) 08
epoch 3	S (18)	S (5), W (2)	B (1)	B (1)
costs per scenario (k\$)				
investment	59 896	60 047	35 853	35 853
operation	240 974	244 321	273 517	273 517
total	300 870	304 368	309 370	309 370
expected costs (k\$)				
investment			47 912	
operation			258 082	
total			305 994	

En la Tabla 12 se muestra el plan de inversión óptimo para cada escenario considerado por el planificador para caracterizar el futuro incierto. En otras palabras, el costo reportado en la Tabla 12 solo será incurrido si el correspondiente escenario se materializa. Mirando en detalle se observa que, en los escenarios 1 y 2, la caída significativa en el costo de inversión de la generación solar fomenta la adopción de esta tecnología en el futuro (produciendo energía justo en el centro de carga), mientras que un costo de inversión más alto de la generación solar en épocas posteriores, de los escenarios 3 y 4, fomenta la inversión en generación eólica, lejos del centro de carga. Por tanto, se necesita un refuerzo de la red en forma de una nueva línea de transmisión en los escenarios 3 y 4 (a diferencia de los escenarios 1 y 2) para transferir energía desde áreas remotas al centro de carga. Finalmente, se debe mencionar que, en la primera época, cuando el costo de inversión de la generación solar sigue siendo relativamente alto, las plantas de energía eólica se construyen en todos los escenarios.

En cambio, la Tabla 13 muestra el plan de inversión óptimo usando el modelo estocástico para el conjunto de escenarios bajo consideración. Este modelo determina que en la época 1 es muy temprano para decidir si invertir en una línea de transmisión, que podría terminar siendo no utilizada bajo la realización de los escenarios 1 y 2 (instalación de generación solar en los centros de carga). En cambio, este modelo estocástico decide esperar por mayor información y, por tanto, las congestiones de la red son gestionadas en una escala de tiempo operacional a través de equipos FACTS que pueden ser rápidamente instalados en la época 2 de los escenarios 3 y 4. Estas tecnologías son complementadas más tarde con sistemas de almacenamiento para encarar las más grandes cantidades de energía eólica que se materializan al final del horizonte de planificación analizado, en los escenario 1 y 2.

Como conclusión, es preferible una solución de inversión que flexibilice la operación para hacer un manejo de congestión en el corto plazo mediante la instalación de tecnologías flexibles, mientras se espera por la información de mercado que irá revelando los sitios de instalación de proyectos renovables. En este sentido, las nuevas tecnologías de bajo costo son muy útiles para comprar tiempo en la medida que se obtiene más información que permite tomar decisiones de inversión más intensivas en capital y con mayores tiempos de construcción.

5.2.4 Consideración de soluciones de distribución y recursos energéticos distribuidos (DERs)

5.2.4.1 Descripción del problema

La planificación en transmisión no incorpora adecuadamente la interacción con las redes de distribución y sus recursos, específicamente DERs (e.g., generación distribuida (GD)). En ese sentido, existe generación distribuida que requiere evacuar su energía hacia el sistema, pero actualmente no se considera en los planes de expansión de transmisión (subestación primaria).

Lo anterior es debido a que los aumentos de capacidad de la red de transmisión zonal, en particular en las subestaciones primarias que sirven de punto de acople entre el sistema de transmisión y distribución, se pueden justificar solamente por crecimientos de demanda. Es decir, no se pueden justificar aumentos de capacidad para evacuar excesos de generación renovable. De este modo se limita la inversión eficiente en generación distribuida.

Es importante considerar también que existe un grado de competencia entre nueva infraestructura de transmisión zonal y DER, principalmente porque DERs también pueden proporcionar servicios asociados a la confiabilidad. No obstante, se deben considerar los distintos regímenes regulatorios de ambos sistemas, ya que mientras en la transmisión es posible mandar obras nuevas, en la distribución no, ya que es la empresa distribuidora quien desarrolla libremente sus inversiones.

5.2.4.2 Consecuencias del problema

A modo general, al no considerar las interacciones de la generación distribuida, la expansión de los sistemas zonales y de SS/EE primarias, en conjunto con el resto del sistema, tiene como consecuencia que existe un nivel menor de eficiencia y/o de seguridad.

En primer lugar, se observa que no es posible evacuar toda la energía desde la GD producto de la baja capacidad en sistemas de transmisión zonal, la cual, en la práctica, no se expande producto de aumento en las inyecciones. Es importante mencionar que un análisis costo beneficio permitiría aumentar la capacidad de la red no solamente por crecimientos de demanda, sino que también por aumentos de generación. A pesar de lo evidente de esta aseveración, esto no aplica para los sistemas de transmisión zonales, los cuales no presentan aumentos de capacidad producto de nueva generación distribuida. Esta limitación está también asociada a la fórmula tarifaria y asignaciones de costo de las expansiones de la transmisión zonal, las cuales se asignan directamente a la demanda.

En segundo lugar, se observa que existe un mal entendimiento de la competencia entre nueva infraestructura de transmisión, distribución y DERs, particularmente en transmisión zonal y la entrega de seguridad local. Es importante comprender que estos sistemas no son mutuamente excluyentes, sino que pueden complementarse para lograr una red eléctrica más segura y confiable. La infraestructura de transmisión zonal puede proporcionar una mayor capacidad y redundancia en la red, mientras que los DERs pueden ayudar a abordar los desafíos de la seguridad local al proporcionar energía de respaldo en caso de fallas en la red principal. En aquellos casos donde existe competencia directa entre invertir en transmisión zonal, distribución y DER, se deben considerar las velocidades de despliegue de ambas soluciones, y los costos y beneficios asociados en el intertanto, considerando además que una obra en transmisión puede mandarse más rápidamente. Evidentemente, en el plazo hay

que diseñar los mecanismos que permitan mandar obras en distribución de forma de coordinar más armónicamente los desarrollos transmisión-distribución.

5.2.4.3 Experiencia

En general, existe una experiencia limitada con respecto al reconocimiento de DERs y las redes de distribución dentro del problema de la planificación de la transmisión. Este nivel pobre de integración puede impedir la ejecución de inversiones eficientes en ambos segmentos. Esto queda de manifiesto en mayor medida a mayor penetración de DERs. Las interacciones entre los recursos en distribución y la transmisión puede ser tanto aditiva como sustractiva. Por un lado, la transmisión zonal puede actuar como infraestructura limitante que impide la evacuación de excesos de energía renovable al sistema, por lo que sería deseable una mayor capacidad de transmisión zonal a mayor integración de DERs (GD en particular). Por otro lado, ciertas inversiones en DERs podrían reducir la necesidad por capacidad de transmisión zonal, liberándola de realizar ciertos servicios para garantizar la seguridad.

En la literatura académica han existido varios desarrollos en términos de coordinación de los planes de transmisión y distribución. En el estudio [119] se muestra que los DERs tienen el potencial para contribuir a la seguridad de suministro que, alternativamente, se puede prestar mediante la redundancia en transmisión. Por lo tanto, en este caso la presencia de DERs permite liberar capacidad latente de los activos de transmisión existentes, eliminando (o disminuyendo) la necesidad por capacidad redundante. En Chile, no obstante, se ha experimentado lo contrario en varios casos, donde es necesario aumentar la capacidad de transmisión zonal, particularmente de subestaciones primarias, para permitir una mayor integración de GD que sea costo-efectiva para la sociedad (esto se ilustra en mayor detalle en el ejemplo a continuación).¹⁵

En términos de buscar una mejor coordinación e integración entre las expansiones en transmisión y distribución, se destaca la experiencia del Reino Unido, que hace un esfuerzo por incorporar DERs en el proceso de planificación de la transmisión [120] para resolver problemas de capacidad en sus instalaciones. Mas específicamente, la red de transmisión y distribución en el sureste de Inglaterra está al límite de su capacidad, tanto para importar como para exportar energía del resto del sistema de transmisión. Para permitir conexión de generación adicional en este sector, se pueden considerar soluciones convencionales basadas en grandes inversiones en activos de transmisión, o utilizar soluciones innovadoras como DERs. En esta línea, el proyecto [120] (el cual se ejecutó por 20 semanas entre octubre del 2020 y marzo del 2021) demostró cómo el operador del sistema de transmisión de Reino Unido, National Grid Electricity System Operator, pudo acceder a los servicios de control de voltaje proporcionados desde la distribución (DERs), permitiendo aumentar la capacidad de transporte en la red de transmisión y así ahorrar activos.

5.2.4.4 Ejemplo

En el estudio [121] se desarrolla una metodología para determinar las subestaciones primarias que se congestionan debido a la instalación de diversos proyectos PMGDs. En la

¹⁵ Un estudio del ISCI [43] demostró que la actual expansión del sistema eléctrico posee un *share* entre generación renovable conectada a transmisión y distribución que está sesgado hacia la transmisión. Es decir, sería más costo-efectivo para la sociedad que la expansión del sistema presente mayores niveles de GD.

Tabla 14 se presentan diversos casos de estudio que emulan escenarios de conexión de proyectos de generación en subestaciones. Cada escenario de conexión está formado por tres estados de desarrollo (con Informe de Criterios de Conexión (ICC), en estudios, y solicitud de conexión a la red (SCR)).

Tabla 14: Vertimientos o recortes de PMGDs por subestación primarias críticas [121].

S/E	Región	Capacidad PMGD					Recortes en % de generación total					
		Capacidad S/E	Capacidad PMGD				Sensibilidad 1	Sensibilidad 2	Sensibilidad 3	Sensibilidad 4	Sensibilidad 5	Sensibilidad 6
			Conectados	ICC	Estudios	SCR	0% SCR	0% SCR	0% SCR	0% SCR	50% SCR	100% SCR
							0% Estudios	0% Estudios	50% Estudios	100% Estudios	100% Estudios	100% Estudios
							50% ICC	100% ICC	100% ICC	100% ICC	100% ICC	100% ICC
OVALLE	COQUIMBO	60	27	73	51	188			3.53%	12.78%	40.31%	55.04%
CAUQUENES	MAULE	16	0	15	27	63			5.95%	31.80%	58.83%	70.63%
MOLINA	MAULE	50	9	27	34	150					24.17%	45.13%
PUNITAQUI	COQUIMBO	40	12	30	30	90				9.28%	37.14%	52.54%
ILLAPEL	COQUIMBO	13	12	27	16	23	4.96%	29.25%	39.53%	47.22%	55.32%	61.22%
SAN RAFAEL CGE	MAULE	16	3	9	12	69					30.53%	52.87%
VILLA ALEGRE	MAULE	11	9	0	12	48				11.27%	49.32%	65.07%
URIBE	ANTOFAGASTA	21	0	18	18	27				11.56%	32.48%	45.51%
QUIANI	ARICA Y PARINACOTA	11	0	18	12	27			5.56%	19.41%	42.05%	55.03%
CHACAHUIN	MAULE	43	0	54	45	30			4.43%	16.98%	24.29%	30.72%
QUERO	COQUIMBO	13	8	15	12	27		5.97%	18.38%	29.64%	46.62%	57.02%
COMBARBALA	COQUIMBO	5	4	14	12	12	19.75%	46.88%	58.70%	66.15%	71.31%	75.09%
EL SAUCE	COQUIMBO	2	0	3	3	27			32.55%	47.13%	81.80%	88.87%
SAN CLEMENTE	MAULE	10	0	9	18	30				17.57%	41.41%	54.86%
QUINQUIMO	VALPARAÍSO	22	12	0	33	45				2.64%	21.74%	36.93%
QUIRIHUE	Bío Bío	24	0	12	15	42					23.72%	41.91%
CALDERA	ATACAMA	12	0	18	9	12		2.40%	15.58%	27.83%	39.54%	47.91%
QUELENTARO	OHIGGINS	13	11	3	18	24			2.51%	19.04%	36.15%	47.60%
SAN CARLOS	Bío Bío	19	0	9	15	44					16.99%	37.79%
LA ESPERANZA	OHIGGINS	12	12	9	5	30				4.38%	29.72%	45.70%
EL MANZANO CGE	OHIGGINS	11	16	8	18	9	3.76%	12.18%	29.71%	41.89%	46.63%	50.64%

En la Tabla 14 se muestra el porcentaje de vertimiento de 25 subestaciones críticas. De esta manera, al considerar los distintos niveles (probables) de proyectos que se conectan, se identifican tres zonas particularmente críticas: Illapel, El Manzano y Cauquenes. Los resultados indican que existen subestaciones que, con poco nivel de penetración adicional, comienzan a tener recortes (por ejemplo, en sensibilidades 1 y 2 sólo con proyectos ICC). Por otra parte, también se visualiza que los recortes podrían llegar al 88% de la energía generable.

En conclusión, se demuestra cuáles son las subestaciones que están actuando como estructura limitante y que debiesen empezar a analizarse para su expansión por la lógica de minimizar el costo sistémico, como se hace en general con la planificación de la transmisión.

5.2.5 Coordinación de trazado y territorios

5.2.5.1 Descripción del problema

Actualmente, las externalidades asociadas al uso del territorio no son endógenas al proceso de planificación (diseño de la red eléctrica), incorporándose en una fase posterior. Esto limita la capacidad de reducir las externalidades negativas de la transmisión, lo que podría llevar a una falta de aceptación social de ciertos proyectos en transmisión, conflictos sociales y demoras en la implementación. Por otro lado, el proceso de franjas utilizado para definir las áreas de uso del suelo para proyectos de transmisión también puede ser percibido como una fuente de atrasos debido a la falta de experiencia, al ser un instrumento nuevo en el país. Además, existe una falta de coordinación en los mecanismos de permisos. Por ejemplo, distintos agentes pueden tener resoluciones contradictorias de un mismo proyecto; también, el Estado ofrece pocas garantías e instancias de ayuda, a pesar de ser obras mandatadas y pasar por procesos previos de revisión, como el mismo proceso de franjas.

5.2.5.2 Consecuencias del problema

El trazado de la nueva infraestructura puede presentar externalidades negativas sustanciales en la sociedad y el medio ambiente local, generando impedimentos en la construcción y aumentando los costos, lo cual puede desacelerar el desarrollo de la red. Por ejemplo, el

trazado de la línea y la construcción del camino de servidumbre puede requerir interceptar áreas complejas (objetos territoriales de alto valor), lo que puede generar conflictos sociales y retrasar la construcción. Además, el trazado de línea puede afectar a la fauna y flora del lugar, generando impactos medioambientales significativos.

En cuanto al proceso de franjas, éste se ha tratado de evitar para proyectos urgentes, aunque relevantes (por ejemplo, el proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre), ya que este proceso se percibe como una fuente de retrasos. Este consultor cree recomendable diseñar mecanismos que permitan simplificar los procesos posteriores de tramitación en caso de que las líneas se desarrollen mediante un proceso de franjas. Así, el proceso de franjas reportaría ventajas claras.

5.2.5.3 Experiencia

En la Tabla 15 se muestran distintas experiencias asociadas a externalidades negativas en la construcción de proyectos de transmisión que fueron paralizados o desacelerados en su ejecución. Uno de los proyectos es Beaulieu-Denny [122] que se llevó a cabo en Gran Bretaña, donde los desarrolladores de la red tuvieron oposición pública y comunitaria que abogaban por la vida silvestre, el medio ambiente y el paisajismo en afectación. Consecuentemente, el proceso de planificación tomó 10 años desde la identificación inicial de la necesidad del proyecto hasta el inicio de la construcción. En la actualidad, los refuerzos más importantes de red para aumentar la capacidad de transferencia entre Escocia e Inglaterra (evacuar la generación eólica del norte del sistema para llevarla a los centros de carga en el sur) se desarrollan vía submarina [123].

Asimismo, el proyecto de transmisión Grain Belt Express [124] en Estados Unidos, presentó una serie de oposiciones por parte de los dueños de predios de Missouri por donde pasaría la línea. El dilema principal tiene que ver con el riesgo que algunos dueños de predios percibieron con respecto al precio que sería compensado por la franja de transmisión. Esto, ya que existían precedentes donde dichas franjas se habían compensado a un precio muy bajo. Por tanto, el proceso de planeación y construcción se ha visto retrasado por una serie de apelaciones por parte de la oposición en un periodo de 8 años.

Adicionalmente, en Chile también se han presentado desafíos en la ejecución de proyectos, como es el caso del proyecto de transmisión Cardones-Polpaico [125], que interconecta las regiones de Atacama y Metropolitana de Santiago, donde se enfrentó un complejo camino de oposiciones que incluyeron reclamos de comunidades e incluso medidas de fuerza, bloqueos de rutas y amenazas que derivaron en procesos judiciales. Finalmente, se concluyó la construcción con un retraso de 17 meses respecto al plazo original.

Tabla 15: Experiencia de varios conflictos desarrollados producto de la ejecución de nuevos proyectos de líneas de transmisión.

País	Proyecto	Conflicto	Retraso
Gran Bretaña	Beaully-Denny [122]	Paisajismo, medio ambiental, social	10 años (2005-2015)
Estados Unidos	Grain Belt Express [124]	Derechos de propiedad, paisajismo, agricultura	8 años (2015-2023)
Chile	Cardones-Polpaico [125]	Social, medio ambiental	17 meses

La tramitación socioambiental de los proyectos se ha reconocido como uno de los problemas más complejos asociados a la planificación de la transmisión y una barrera a la descarbonización de los sistemas eléctricos [126]. No obstante, existen algunos elementos a destacar de la experiencia internacional, particularmente de Brasil [127]. En este país, parte del proceso ambiental lo realiza el Estado mediante su agencia de planificación (EPE), previo a la licitación de la nueva obra. Más aún, previo a la licitación existe un proceso de interacción entre EPE y los agentes involucrados (típicamente generadores u otros *stakeholders* involucrados con el proyecto) que permite revelar información valiosa del proyecto, que luego es utilizada para preparar las bases de la licitación y para la primera tramitación ambiental. En este marco, en un plazo de 3 meses (normalmente), se emiten los siguientes informes:

1. Informe 1: Un informe con las primeras evaluaciones de viabilidad técnica y los aspectos económicos y socioambientales de cada grupo de activos que vayan a subastarse.
2. Informe 2: Hace referencia a los estudios eléctricos para detallar las características técnicas de las instalaciones a subastar.
3. Informe 3: Se refiere a los estudios socioambientales para evaluar los posibles impactos de las instalaciones en los aspectos bióticos, sociales y medioambientales;
4. Informe 4: Se refiere a detallar la interacción de las nuevas instalaciones con las instalaciones existentes (por ejemplo, el funcionamiento de la coordinación del sistema de protección).

Mientras el Informe 1 es preparado por EPE y enviado inicialmente a los agentes del mercado involucrados, estos últimos responden mediante los Informes 2-4. Si bien, las post-subastas de otras instancias de tramitación ambiental se deben realizar por el inversionista (una vez adjudicado el contrato), este marco donde los permisos ambientales son modulados en varias fracciones -y parte lo tramita el Estado-, permite limitar el riesgo a las empresas privadas. Además, este proceso reconoce explícitamente que el Estado está en una mejor posición para tomar ciertas decisiones y tratarlas con la comunidad. Otro ingrediente interesante de la experiencia brasilera es la presencia de una agencia estatal de planificación (EPE), la cual, entre otras cosas, define el trazado de las líneas de transmisión y hace un levantamiento inicial, previo a la licitación, del diseño eléctrico de la línea, su ruta y sus externalidades sociales y ambientales (que se incluyen en las bases del llamado). Este tipo de agencias

gubernamentales dedicadas exclusivamente a la planificación del sistema eléctrico también se han propuesto como solución al problema del diseño de redes eléctricas en otras jurisdicciones, como el Reino Unido [128].

5.2.5.4 Ejemplo

El objetivo del estudio [129] es analizar las mejoras que se observarían en el desarrollo de la transmisión en Chile si en el proceso de expansión:

- Se reconocen las externalidades territoriales creadas producto de nuevos trazados de red.
- Se coordinan los desarrollos de nuevas obras de transmisión entre los distintos agentes (distintos desarrolladores de proyectos de generación y el planificador de la transmisión).

En la Figura 46 se muestran distintas topologías de red y estrategias de coordinación que intentan evitar desarrollos fragmentados de la expansión del sistema cuando varios desarrolladores de proyectos realizan inversiones en generación y transmisión (columnas de la figura), junto con el reconocimiento de las externalidades asociadas al uso del suelo y sin estas (filas de la figura). Las áreas de color morado representan las zonas con objetos que son valorados por la sociedad (parques nacionales, presencia de comunidades, etc.), las cuales deben ser evitadas por los trazados en la medida de lo posible. Estas zonas se vuelven más oscuras en la figura cuando varios objetos de valoración (OdVs) se traslapan.

Las estrategias de coordinación son útiles para minimizar las externalidades dentro del modelo mediante la agrupación de varios proyectos de transmisión (minimizando la franja de tierra asociada) y seleccionar aquellos proyectos en generación y transmisión que presenten los impactos mínimos en usos alternativos del terreno. Se consideran cuatro estrategias distintas para coordinar las decisiones de inversión entre los participantes:

- **Radial, Completamente descentralizada:** Cada propietario de un proyecto de generación candidato construye una línea directa "radial" a la red principal para conectar su proyecto. Este corresponde al caso actual.
- **Radial, Parcialmente descentralizada:** Esta estrategia es igual a la anterior, pero las nuevas líneas que conectan nuevos proyectos con la red pueden considerar subestaciones, propiedad de otros generadores y grandes consumidores no regulados, como acceso al sistema.
- **Pseudo coordinada:** Los grupos de generadores candidatos cercanos pueden coordinarse para construir un proyecto de transmisión compartido. Esta red compartida está compuesta por una subestación colectora (ubicada en el centroide del clúster) a la que se conecta cada proyecto y desde donde el clúster está conectado a la red.
- **Completamente coordinada:** Esta estrategia es igual a la anterior, excepto por la posibilidad de interconectar grupos de generadores entre sí. Por lo tanto, después de interconectar clústeres entre sí, este grupo de clústeres se puede conectar al sistema principal de varias maneras, utilizando una o varias líneas.

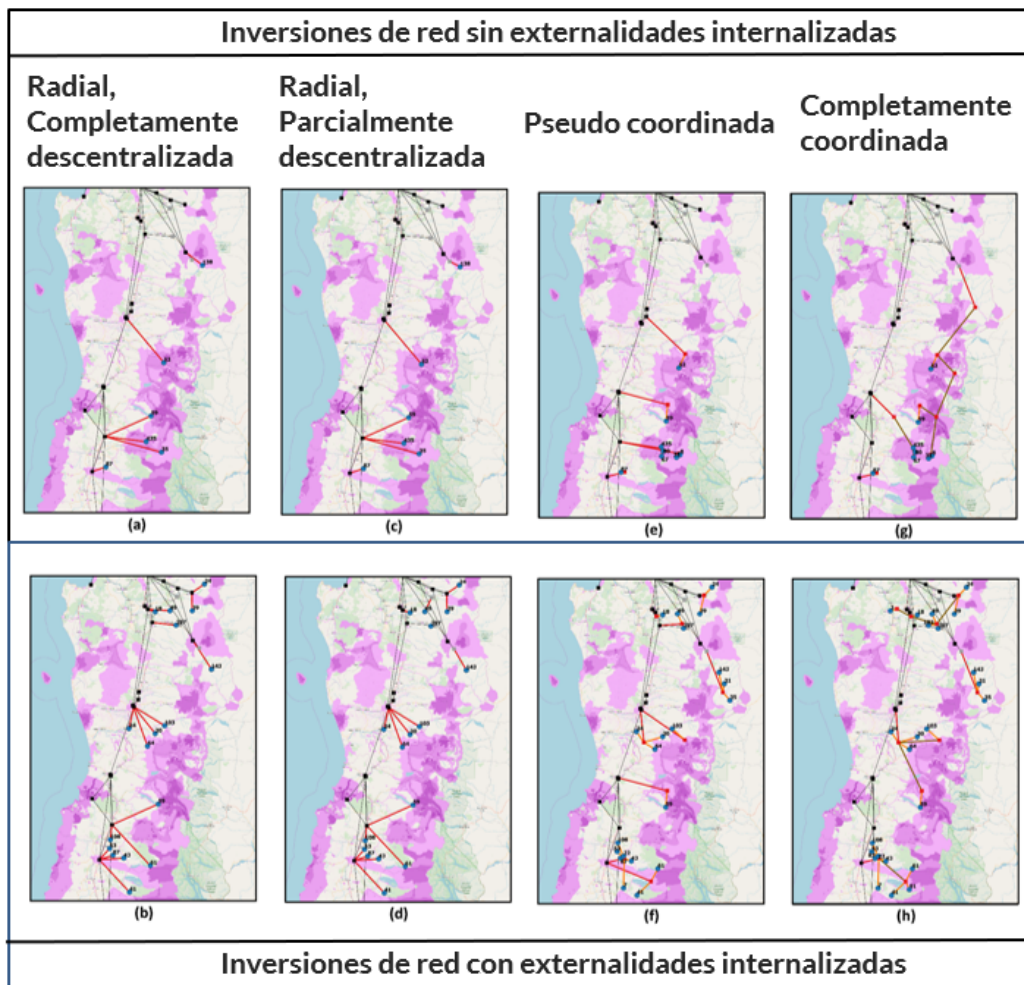


Figura 46: Inversión de nueva generación y topologías de red para las cuatro estrategias de coordinación, considerando externalidades internalizadas y sin estas [129].

En la Figura 46 se muestra que, cuando existe una máxima coordinación entre los proyectos de inversión en generación y transmisión (estrategia completamente coordinada), es posible compartir infraestructura para inyectar al sistema principal. Por otro lado, si esta máxima coordinación se combina con una internalización de la externalidad creada en el proceso de planificación, entonces se minimiza la cantidad de OdVs que deben ser atravesados por los trazados. El caso de mínima coordinación (radial, completamente descentralizada) y sin consideración de OdVs en la planificación, corresponde al caso actual de desarrollo (caso (a) en la figura anterior).

En conclusión, se destaca que las externalidades creadas se pueden reconocer de forma anticipada, internalizándolas en los planes de expansión, prefiriéndose de esta forma proyectos distintos a los seleccionados en el proceso de planificación actual. Por otro lado, una mayor coordinación entre los planificadores del sistema y los desarrolladores de proyectos de generación puede minimizar la intervención de los terrenos en conflicto por parte de los trazados. Adicionalmente, si a esta coordinación se le suma el reconocimiento de la externalidad creada dentro del proceso de planificación, entonces la intervención de los terrenos en conflicto es mínima.

5.2.6 Confiabilidad y resiliencia

5.2.6.1 Descripción del problema

En la planificación de la transmisión no se consideran escenarios extremos de fallas, pero posibles; es decir, eventos de baja tasa de ocurrencia, pero de alto impacto, los que pueden presentar consecuencias catastróficas en términos de la infraestructura del sistema y la disponibilidad de suministro. Esto no solo por la profundidad de las fallas, sino que también por la duración. Más aún, generalmente, se asume independencia entre las distintas fallas y no se consideran las dependencias que puede generar un evento común exógeno, produciendo contingencias simultáneas a lo largo de la red.

Además, las metodologías actuales de planificación no consideran los niveles de aversión al riesgo de los consumidores. En otras palabras, el plan se decide en función de los escenarios más probables y solamente considerando métricas promedio (como la energía no suministrada promedio). Otras métricas de riesgo que representan los impactos de eventos más extremos no son consideradas en las decisiones.

5.2.6.2 Consecuencias del problema

Al no considerar los escenarios de baja tasa de ocurrencia, pero de alto impacto, el sistema resultante es vulnerable, quedando expuesto a una variedad de eventos naturales que ocurren de forma sistemática (terremotos) e, incluso, varios que se están volviendo cada vez más frecuente en Chile (incendios forestales, sequías, marejadas, frentes extremos de mal tiempo, etc.). Esto puede ocasionar consecuencias devastadoras y generar importantes impactos económicos en el sistema.

No reconocer el riesgo dentro de la planificación puede resultar en una inversión insuficiente en infraestructura de transmisión para soportar eventos catastróficos. Además, esto podría restringir la adopción de nuevas tecnologías de red (FACTS, almacenamiento, sistemas de protección especial) que otorgan mayor flexibilidad al sistema de transmisión en la operación.

5.2.6.3 Experiencia

La experiencia internacional no es muy extensa, debido a que es un punto que todavía está en desarrollo en varias jurisdicciones. Dos experiencias claves, aunque incipientes, son la australiana y la chilena. En Australia [130], actualmente se utilizan solo métricas de confiabilidad para el proceso de planificación de transmisión, pero está ampliamente reconocido que las métricas que valorizan el promedio de la energía no suministrada son insuficientes. En esta línea, estudios han recomendado modificar estas prácticas para agregar métricas de resiliencia en conjunto con las métricas de confiabilidad. Es interesante recalcar que la métrica de resiliencia propuesta en Australia busca medir la energía no suministrada, pero en escenarios de cola. Se ha planteado que las decisiones finales combinen criterios tanto de confiabilidad como de resiliencia. Para esto se ha diseñado una nueva métrica que combina (linealmente) tanto la métrica típica de confiabilidad (la energía no suministrada esperada), con la medida de resiliencia (valor en riesgo condicional o CVaR de la energía no suministrada). A esta métrica combinada se le ha llamado la energía no suministrada aumentada [130]. En particular, esta forma de cuantificar resiliencia y tomar decisiones se ha tomado directamente de ideas de este grupo de investigación [115] [131].

Por otro lado, en el caso de Chile, existe formalmente una etapa en donde se pueden aprobar obras de transmisión por razones de resiliencia [132]. Mas específicamente, la Comisión

Nacional de Energía en la etapa de análisis de resiliencia deberá determinar los proyectos de expansión de la transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a eventualidades de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto, tales como: aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas, entre otras. Ahora, hace falta definir la metodología específica con que se materializa esta indicación del reglamento.

5.2.6.4 Ejemplo

En el estudio [115] se realiza un proceso de planificación de la transmisión enfocado en la resiliencia. Para esto, se deben desarrollar métricas distintas a las empleadas en confiabilidad. En la literatura, la métrica utilizada para cuantificar resiliencia es el valor en riesgo condicional (CVaR) sobre la energía no suministrada (ENS). Esta métrica representa el valor esperado de la energía no suministrada para un conjunto predeterminado de peores escenarios (CVaR-ENS o CEENS). En términos prácticos, el planificador debe incorporar las restricciones de resiliencia al problema de optimización de planificación de la transmisión. Como parámetros de entrada al nuevo modelo, se tiene el tamaño del conjunto de los peores escenarios contra los que requiere cobertura, y la ENS de los peores escenarios que puede soportar el sistema.

En la Figura 47 se muestra el valor de la métrica de resiliencia para distintos portafolios de inversión que son óptimos para distintos niveles de presupuesto. En este caso, se estudia la red de transmisión chilena y se busca minimizar el CEENS (CVaR al 95% de la ENS) bajo distintos niveles de presupuestos. Para fines académicos, el presupuesto se ha definido como el número de activos que se pueden justificar (1, 2 o más activos), más que la cantidad de recursos expresado en unidades monetarias. Entre las opciones de inversión disponibles para una red resiliente se encuentran los enlaces HVDC, redundancias, y refuerzos en subestaciones y sistemas de almacenamiento. Más activos son posibles de justificar a medida que se relaja (aumenta) la restricción de presupuesto.

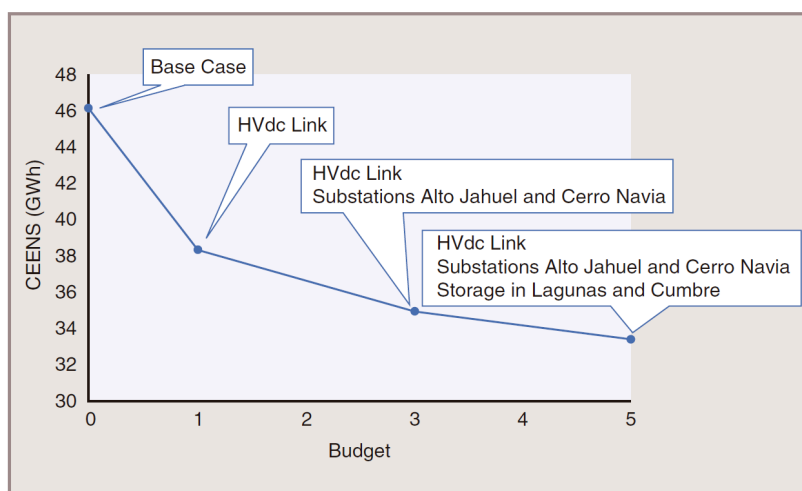


figure 10. The optimal portfolio solutions for resilience enhancement for different budgets. CEENS: conditional EENS.

Figura 47: Portafolio de soluciones resilientes para diferentes budgets. [115]

La Figura 47 muestra que la opción más económica (un presupuesto igual a uno) para mejorar la infraestructura de la red es invertir en un enlace HVDC (actual proyecto aprobado Kimal – Lo Aguirre), el cual interconecta la generación con los centros de carga ubicados

remotamente. Una de las mejoras que significa esta inversión en términos de la flexibilidad del sistema está en que los flujos de potencia previos y posteriores a la falla son altamente gestionables debido a los equipos de electrónica de potencia del enlace HVDC. Además, topológicamente, el enlace HVDC evita mayormente su exposición a potenciales fallas de subestaciones frente a eventos sísmicos, al formar un *bypass* y no reforzar el sistema principal preexistente.

Por otro lado, para un presupuesto igual a cinco se agregan complementos para el enlace HVDC mediante el reforzamiento de las subestaciones y se agregan sistemas de almacenamiento que permiten gestionar de manera más eficiente las grandes cantidades de generación renovable ubicadas en el norte. Todos estos activos forman parte de la solución de portafolio que actúan como una mejora sinérgica, proporcionando el mejor “seguro” factible dada la restricción de presupuesto.

Finalmente, es importante destacar que una solución de mejora desde una perspectiva de confiabilidad no necesariamente representa una mejora en términos de resiliencia. Por lo que un tomador de decisiones/planificador debe considerar ambas métricas y definir su nivel de preferencia por ambas (nivel de aversión al riesgo). En el caso de Australia, mencionado anteriormente, se busca una mejora en una métrica combinada, que representa tanto confiabilidad (EENS) como resiliencia (CVaR). Esto está en línea con la literatura internacional en esta área [115]

6 Módulo 4: Regulación

El objetivo principal de este módulo es presentar una discusión sobre el estado de la regulación actual en vista de, en primer lugar, las medidas identificadas en el módulo 3 sobre el marco metodológico para la planificación, y cómo se pueden acoger las distintas medidas propuestas. En resumen:

- **Modificaciones incrementales:**
 - Mejora en el nivel de detalle de modelos de simulación y sus datos de entrada, adopción de enfoques multi-etapa.
 - Extensión de beneficios considerados (enfoque multivalor).
- **Modificaciones más profundas:**
 - Adopción de nuevos enfoques metodológicos, modelos y herramientas avanzadas.

En segundo lugar, se discuten algunas medidas que a juicio del Consultor son necesarias para armonizar el desarrollo de los sectores generación y transmisión.

6.1 CUERPOS REGULATORIOS REVISADOS Y PRINCIPALES HALLAZGOS

La discusión sobre el estado de la regulación comienza por una revisión de distintos cuerpos regulatorios:

- LGSE (capítulo II de la Planificación Energética y de la Transmisión).
- Reglamento de Planificación de la Transmisión (37 2021) (RPT).
- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).
- Reglamento de Coordinación y Operación (DS125 2019) (RCyO).
- Norma Técnica de Coordinación y Operación del SEN (NTCyO) - capítulo de programación de la operación (en consulta pública).
- Reglamento para la fijación de Precios Nudo (PN).

La revisión, asimismo, se centra en aquellos aspectos mencionados relativos a metodología de planificación (contenida principalmente en RPT) y aspectos de modelamiento. Dentro de los hallazgos más destacables en la línea del trabajo del módulo 3, se destacan los siguientes:

Hallazgo 1: No existen en los cuerpos regulatorios revisados precisiones de detalle respecto del modelamiento para el proceso de planificación de transmisión.

En el Capítulo 4 sobre la metodología de transmisión del RPT se menciona lo siguiente:

*Art 87: "(...) la Comisión, utilizando **modelos de simulación de la operación** y **otros análisis complementarios, si lo estima necesario**, deberá efectuar un diagnóstico de los Sistemas de Transmisión para cada EGPT y para todo el horizonte de análisis definido, en el que se detectarán las eventuales necesidades de expansión de los sistemas y los proyectos preliminares de expansión necesarios para el abastecimiento de la demanda, la seguridad del sistema, la reducción de los costos de operación y falla en el Sistema Eléctrico y la posible conexión de polos de desarrollo. Asimismo, estos análisis deberán evaluar las proyecciones de flujos esperados, las diferencias de perfiles de costos marginales esperados por barras, detectar los desacoples del Sistema Eléctrico, los costos operacionales del mismo, la disminución de los ingresos tarifarios, las pérdidas técnicas, los recortes o vertimientos esperados de energía renovable, entre otros."*

Como se observa, se establece que los análisis son realizados principalmente mediante modelos de simulación, y si bien existe la facultad para que existan otros análisis complementarios, no se hacen más precisiones y detalles respecto de estos. Asimismo, no se hacen precisiones del detalle en la calidad de las estimaciones de las distintas variables (congestiones, flujos, costos marginales y vertimientos).

En otros cuerpos regulatorios, como el Precio Nudo, se menciona también de manera ambigua algunas precisiones:

*Art 13 reglamento para la fijación de precios nudo: “(...) El horizonte de simulación estará constituido por etapas que podrán ser modeladas con una resolución variable, esto es, semanal, mensual y/o trimestral. A su vez, dentro de cada etapa se deberá considerar una subdivisión que refleje una **adecuada modelación de la demanda en bloques.**”*

Por otro lado, en el caso de la Programación de la Operación, la NT (en consulta pública) se presenta una opción interesante que va en línea con los aspectos de detalle y la mejora continua del proceso, dejando al Coordinador justificar anualmente los detalles de los modelos. A modo de ejemplo, se permite que el proceso de Programación de la Operación sea dividido en distintas etapas:

*Art 2-3 “El Coordinador podrá definir, en el Informe Anual, **distintas etapas en el procedimiento de Programación de la Operación**, según su horizonte y resolución temporal, con el fin de aplicar las metodologías y modelos eficientes para la adecuada valorización de las energías gestionables, la colocación de los recursos energéticos y la asignación de las reservas operacionales.”*

A su vez, la NT establece características mínimas de modelamiento en cuanto a la resolución y horizonte de simulación, pero dejando en claro que el Coordinador podrá modificarlo a fin de determinar adecuadamente la valorización de energías gestionables, justificándolo en el Informe Anual.

Hallazgo 2: Aspectos relativos a datos de entrada son escuetamente mencionados y deberían tratarse de manera más extensiva.

Ejemplo: Capítulo 2 de antecedentes del RPT, *diversos aspectos que la Comisión **deberá** considerar:*

- (d) Plan de obras, considerando unidades que tienen contratos de suministro
- (f) ... una *adecuada representación de las fuentes renovables*
- (k) ... *Tasas de falla*

En opinión del Consultor, la sola definición de puntos de operación (dentro del esquema de modelación actual por bloques) para una adecuada representación de las fuentes renovables es un proceso extenso que deberá revisarse continuamente en función del desarrollo del sistema y sus distintos escenarios de generación, y no puede definirse ex-ante en el reglamento, pues crearía una rigidez posterior que no sería deseable. No obstante, en el

estado actual, no existe la obligación de que esto sea parte explícita del proceso de planificación, dado que la condición de “deberá” no especifica que debe ser realizada de acuerdo a una metodología, criterio o indicadores de desempeño.

Hallazgo 3: La metodología de planificación recoge el concepto multivalor habilitando la promoción de obras por otros conceptos, no necesariamente ahorros de costos de operación.

Estos conceptos, que guían la planificación, se señalan en la ley (art. 87):

- a) **Minimización de riesgos de abastecimiento**
- b) **Condiciones que promueven la oferta y competencia (MEC)**
- c) **Eficiencia económica (en los distintos escenarios)**

El Capítulo 4 del RPT presenta una aproximación metodológica en etapas para la planificación para abordar estos conceptos, donde se destacan las siguientes etapas:

d) Análisis Económico de los Proyectos de Expansión: define qué proyectos seleccionados son aquellos que minimizan el valor presente de **costos anuales de operación e inversión en transmisión**. No se menciona la valorización de externalidades.

f) Análisis de Resiliencia: se debe realizar un análisis del aporte de los proyectos a dar seguridad y a “mantener las condiciones” en escenarios extremos o perturbaciones. Adicionalmente, pueden incluirse proyectos adicionales en esta etapa, en caso de que no se logre asegurar el suministro o se *degrade* la operación económica.

g) Análisis de Mercado Eléctrico Común: la CNE deberá definir un indicador de diferencia de costo marginal y usar modelos de simulación de despacho. Puede sensibilizar el plan de obras y la demanda, y **promover proyectos adicionales para promover la oferta, la competencia, y el suministro a mínimo precio**.

En esta parte, a juicio del Consultor, se aborda el concepto de *multivalor*, que es equivalente a un *stacking* de beneficios.

No obstante, **(1) esto no se verifica en la práctica en los planes de expansión desarrollados y (2) no hay definiciones de detalle sobre qué hacer sistemáticamente en cada etapa.**

Adicionalmente, si bien se señala que se deben incorporar criterios ambientales y territoriales, no se menciona cómo tratar metodológicamente estos en el reglamento. Por ejemplo, no se menciona explícitamente la valorización de externalidades, sino que queda sujeto a un informe emitido por el Ministerio de Energía.

Así, la extensión de beneficios adicionales a ser incorporados en la evaluación de los proyectos podría ser incorporada a través de definiciones reglamentarias, siempre que entren en estas categorías. Otras categorías, requerirán la modificación de la ley.

Finalmente, es preciso comentar que dentro de los reglamentos aplicados a las tareas de la Comisión:

- No existen derivaciones de detalle en el reglamento de planificación hacia una norma técnica, razón por la cual no existe actualmente la necesidad de elaborar una NT de planificación, como es el caso de la Programación de la Operación.

- En el caso de otros procesos (Precio Nudo), no existen normas técnicas aplicadas a la CNE. Por lo tanto, bajo la estructura actual, las modificaciones principales deberían realizarse a nivel del reglamento de planificación.

6.2 MODIFICACIONES PROPUESTAS PARA ABORDAR BRECHAS

En resumen, los hallazgos dan cuenta de una transversal ausencia de precisión en aspectos de modelamiento, lo que a juicio del Consultor sería la principal razón para justificar que los avances y evaluaciones se hagan en la medida de lo posible. Esto, por cuanto existen definiciones, pero bajo el concepto de “deber” y sin un marco metodológico claro donde exista un proceso de mejora continua que acorte las brechas en estos aspectos.

Las medidas propuestas por el equipo Consultor en esta línea son las siguientes:

Medida 1: Incorporar un capítulo de requerimientos mínimos de modelamiento para la planificación.

Dada la falta de precisión, se propone un capítulo de requerimientos de modelamiento, donde aspectos de detalle se derivan a estudios específicos. Se sugiere seguir la estructura del reglamento de CyO, por ejemplo:

- *La CNE deberá elaborar estudios para la adecuada modelación de variables que tienen impacto relevante en el ejercicio de planificación (estudios específicos).*
- *La CNE deberá definir la aplicación de modelos, metodologías, supuestos.*
- *Proceso se podrá realizar en etapas de distinto detalle, horizonte y resolución temporal con modelos adecuados en cada una.*

Medida 2: Incorporar un capítulo de estudios específicos para la planificación.

En vista que la precisión de modelamiento es un proceso de mejora continua, se detecta necesario que no existan precisiones tan específicas de modelamiento explícitas en el reglamento o norma correspondiente, pues esto evitaría rigideces y permitiría una adopción incremental y mejora continua del proceso.

En el capítulo específico de modelamiento, y en un símil a la NTSyCS, una alternativa sería definir **estudios específicos** a ser desarrollados, **su alcance y frecuencia de realización**. Proponemos además que dichos estudios sean de responsabilidad de la Comisión pero que sean elaborados **por un consultor externo**, pues de esta manera se garantizaría una visión más objetiva. Por ejemplo, se pueden mencionar:

- Representación temporal: estudio que justifica, mediante métricas y metodologías apropiadas, la resolución temporal de simulaciones
- Metodología para resiliencia: define escenarios, métricas, metodologías a considerar y simulaciones/escenarios específicos dedicadas a medir los aportes a la resiliencia de un proyecto de transmisión

Medida 3: Incorporar las externalidades de manera específica

Se requiere especificar requerimientos mínimos de forma taxativa en el articulado en las categorías (Ej.: considerar emisiones de CO₂), y avanzar en una definición metodológica de detalle, que puede ser actualizada según estudios específicos.

6.3 EJEMPLO ESTUDIO APLICADO

En esta sección se presenta un ejemplo de los alcances de un estudio específico que aborda la representación temporal utilizada en las simulaciones de la operación (aproximación temporal mediante bloques), basado en los resultados de un trabajo de título desarrollado recientemente.¹⁶ El objetivo general del trabajo desarrollado corresponde al desarrollo de una metodología que permita definir una representación temporal de los datos respecto de la que actualmente utiliza la Comisión Nacional de Energía (CNE) para la Simulación de la Operación, utilizada en el proceso de Planificación de la Transmisión, de tal manera de aminorar la brecha al comparar los resultados con simulaciones horarias, considerando distintos indicadores, tales como el costo de operación del sistema, la generación a partir de fuentes renovables y la generación convencional, entre otros.

En específico, el trabajo analizó lo siguiente:

- Revisión de técnicas de *clustering* aplicadas a series de tiempo.
- Definición de indicadores de error de aproximación entre series de tiempo, así como otros de carácter operacional (costos, generación por tecnología, marginales).
- En base a lo anterior, estudiar una representación de bloques que se adapte mejor a la data original horaria, dependiendo del desempeño de las métricas.
- Simular la operación con la representación de la CNE y la nueva representación, medir la brecha entre ambas simulaciones.
- Analizar el *trade-off* entre demanda computacional vs el resultado obtenido.

Dentro de los principales hallazgos destaca, en primer lugar, una cuantificación del error cometido por la aproximación de bloques actualmente utilizada (2 días, 12 bloques cada uno) medido con el indicador RMSE (raíz de error cuadrático medio porcentual). Asimismo, este error se compara con el resultado de determinar los días tipo mediante técnicas de *clustering*.

En la Figura 48 se presenta el resultado de este análisis, desagregando las series de tiempo solar y eólicas a nivel sistémico. Como se observa, el error de la aproximación CNE con 2 días tipo es de un 25% para la generación solar y casi 30% para la generación eólica. Al escoger mediante *clustering* entre 2-4 días representativos, se puede reducir el error de aproximación en un 50%.

¹⁶ Metodología de agregación temporal para la simulación de la operación utilizada en el proceso de planificación de la transmisión realizada por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Memoria para optar al título de Ingeniera Civil Eléctrica. Junio 2023

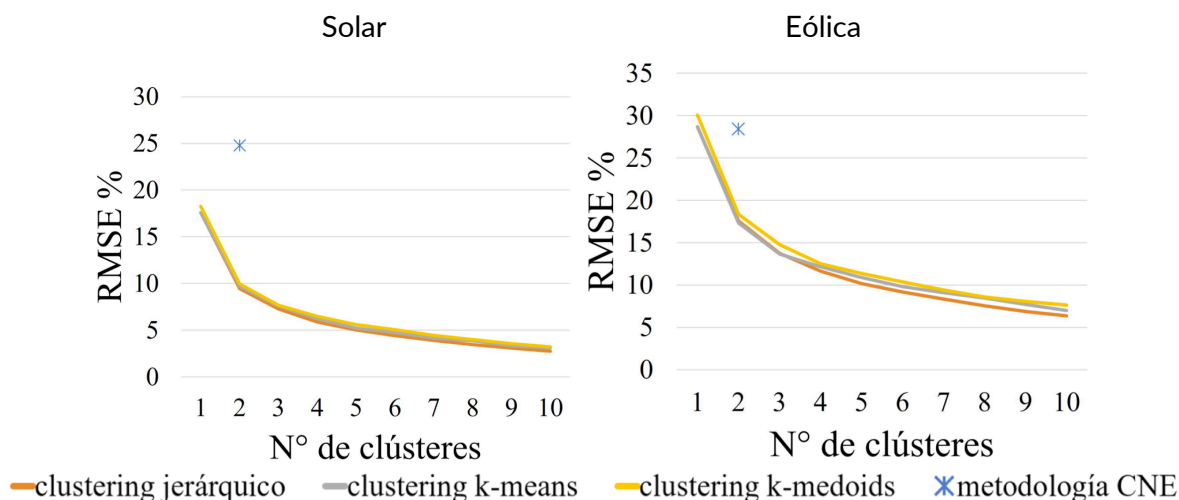


Figura 48: RMSE anual de la generación eólica y solar fotovoltaica según el número de clústeres, año 2040

Lo anterior redunda en que la generación renovable no sea aproximada de manera adecuada, así como los costos de operación del sistema, que son esenciales para determinar la contribución de proyectos de expansión de la transmisión.

En el gráfico de la Figura 49 se muestra el costo de operación del sistema *versus* la generación ERV (eólica y solar fotovoltaica) para el año 2040, considerando una hidrología seca. En primer lugar, se muestra el resultado de la aproximación de bloques usada por la CNE; en segundo lugar, se muestra el resultado obtenido mediante una simulación de dos días tipo escogidos mediante *clustering*, y finalmente se muestra el resultado de las simulaciones con resolución horaria.

Se aprecia en esta figura que las tendencias de los datos horarios (en particular, la estacionalidad) se mantiene de manera adecuada en el caso de 2 *clusters*, no así en el caso CNE donde existen grandes errores, por ejemplo, en el mes de marzo y julio.

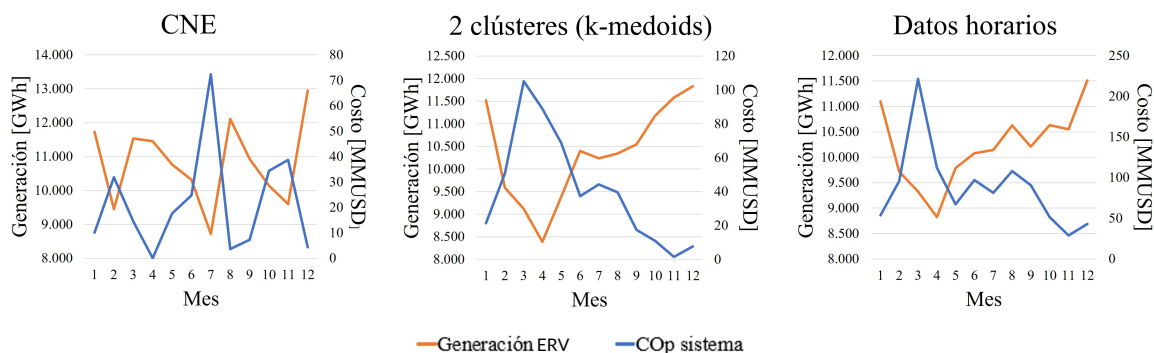


Figura 49: Generación eólica y solar mensual para el año 2040, considerando el escenario de hidrología seca, para todas las metodologías analizadas.

Si bien el caso de 2 *cluster* mantiene una correlación con lo que se observa en el caso de las simulaciones horarias, aún existe una diferencia no menor en el orden de magnitud de los costos estimados. Para entender esto, se analizó la dispersión de los costos diarios de operación en función de la generación eólica.

En la Figura 50 se presentan en dos gráficos XY, costos de operación de la simulación horaria (cada punto es un día) en función de la generación eólica (que es la que presenta mayor dispersión). Se observa gráficamente que los días donde hay menor generación eólica, hay un mayor costo de operación del sistema eléctrico, el cual aumenta con una tendencia exponencial a medida que la generación eólica es menor. Se observa que los distintos agrupamientos no capturan los días extremos en el caso del mes de agosto, a pesar de aumentar el número de *clusters*.

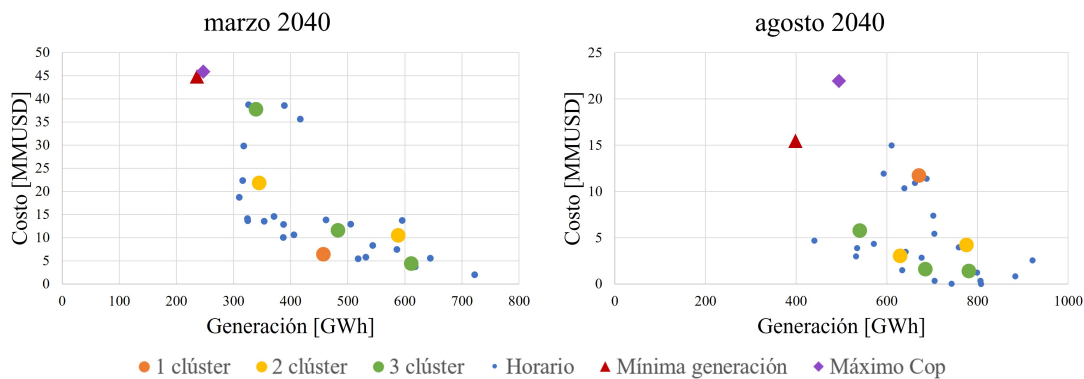


Figura 50: Costo de operación versus generación eólica diaria para marzo y agosto del 2040, con y sin agregación temporal utilizando los métodos

Así, el trabajo concluye que la determinación de días representativos debe considerar otras métricas además de la aproximación del error cuadrático. Se estudiaron 4 casos adicionales de agrupación, proponiendo una corrección del método de *clustering k-medoids* basado en series de tiempo.

- Caso 1: Agregar día de menor generación renovable para cada perfil con peso igual al *cluster* 3.
- Caso 2: Agregar día de menor generación renovable para cada perfil que representa 1 día no hábil y 2 días hábiles.
- Caso 3: Agregar día de mayor costo operacional con peso igual al *cluster* 3.
- Caso 4: Agregar día de menor generación eólica a nivel de sistema eléctrico, y con peso igual al *cluster* 3.

En la Figura 51 se presenta el costo de operación anual del sistema eléctrico al aplicar las nuevas metodologías propuestas, además de seguir considerando los casos principales analizados. Se ve una mejor aproximación en cuanto a costos de los casos 1-4 al compararlos con los resultados horarios, obteniendo los mayores costos para el caso 1 tal como se mencionó anteriormente, seguido de los casos 2, 4 y 3, pero teniendo un distinto rendimiento según la hidrología que se considere (ya que, para una hidrología seca, el caso 1 tiene costos

de operación mucho más altos que el caso horario, mientras que para una hidrología húmeda son muy similares). Además, se ve que entre los casos 3 y 4 no hay gran diferencia.

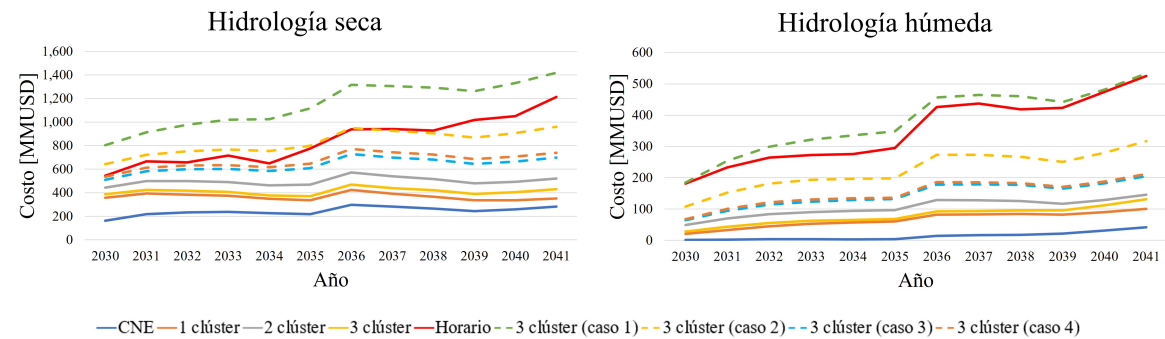


Figura 51: Costo de operación anual del sistema considerando los escenarios de hidrología seca y húmeda, para todas las metodologías analizadas (incluyendo las propuestas).

Finalmente, el trabajo realizado compara los tiempos de simulación de los distintos casos para el periodo 2030 – 2040, con distintas aproximaciones temporales. Por un lado, las del tipo etapa-bloque con el caso CNE (con 12 bloques por cada día tipo) y los casos con 1, 2 y 3 clusters (con 24 bloques por cada día tipo), y, por otro, las simulaciones donde se tiene una resolución horaria completa, para tres hidrologías representativas en cada caso. Como conclusión, dada la gran diferencia en los tiempos de simulación, es deseable que se mantengan metodologías de reducción temporal, aunque en vista de los resultados anteriores, la selección de los puntos de operación debe ser realizada en consideración de los posibles errores de aproximación, los cuales deben mirar no tan solo errores de aproximación de series de tiempo, sino capturar aquellos escenarios de alto impacto en los costos de operación.

Tabla 16: Tiempo de simulación de la operación en la plataforma web Ameba para el caso horario real y las metodologías de agregación temporal, además de la reducción del tiempo de simulación para estas metodologías en comparación con el caso real.

	CNE (2 días tipo)	Clustering k-medoids			Caso horario
		1 clúster	2 clústeres	3 clústeres	
Tiempo de simulación (Ts)	1 hora	2 horas	6 horas	9 horas	174 horas
Reducción del Ts	99,43%	98,85%	96,55%	94,84%	-

6.4 ASPECTOS DE TARIFICACIÓN QUE REQUIEREN UNA REFORMA

La sincronización entre el desarrollo de la generación de energía y la infraestructura de transmisión ha demostrado ser un problema desafiante en Chile, que amenaza la economía, seguridad y descarbonización del sistema. Así, es fundamental mejorar dicha sincronización para garantizar una expansión equilibrada en el sector eléctrico chileno. En este sentido, existen diferentes mecanismos y enfoques que pueden ayudar a facilitar esta coordinación y ofrecer alternativas a la actual regulación en Chile. A continuación, se presenta un breve marco teórico que ofrece un *benchmark* idealizado contra el cual compararse. Luego, considerando los conceptos presentados en el marco teórico, se propone una reforma más concreta para la regulación del país.

6.4.1 El modelo teórico

La inversión eficiente en transmisión puede ser respaldada por un diseño de mercado llamado *Standard Market Design* (SMD), basado en las siguientes estructuras y procesos de mercado¹⁷:

- Un Operador de Sistema Independiente (ISO) que administra el sistema de transmisión y evalúa todas las inversiones propuestas en transmisión utilizando una metodología de costo-beneficio social, que incluye elementos de confiabilidad, económicos y de política pública.
- Un sistema de precios eficientes a corto plazo que refleje los Precios Marginales Nodales (LMP, por sus siglas en inglés) respaldados por instrumentos de cobertura en forma de Derechos de Transmisión Financiera (FTR, por sus siglas en inglés).
- Propietarios de Transmisión (TOs, por sus siglas en inglés) que sean responsables de la disponibilidad de sus activos.
- Que, aparte del régimen mandatado de inversiones, exista la posibilidad de realizar inversiones impulsadas y remuneradas por los agentes, es decir, que no sean planificadas centralmente/mandatadas, si están sujetas a la regla de oro. Esto es, el regulador debe comprobar que los beneficios netos sean mayores que los costos antes de autorizar la obra.

¹⁷ Ver:

- Presentación de W. Hogan en: <https://www.ofgem.gov.uk/publications/second-imperial-workshop-agenda-11-and-12-jan-2013-international-experiences>

- Strbac, G., Pollitt, M., Konstantinidis, CV., Konstantelos, I., Moreno, R., Newbery, D., and Green, R., "Electricity transmission arrangements in Great Britain: Time for change?", *Energy Policy*, Vol 73, pp 278-297, Oct 2014.

- Que dichas inversiones impulsadas por los agentes puedan ser remuneradas por el sistema en caso de que las obras se sometan a votación por parte de los participantes del mercado y alcancen una supermayoría.¹⁸
- Que los proyectos puedan ser realizados a través de una licitación competitiva o, alternativamente, llevados a cabo por los TOs incumbentes, dependiendo del tamaño del proyecto.
- Que las inversiones sean remuneradas por los beneficiarios, determinados a través de un ejercicio de análisis costo-beneficio a largo plazo.

Este es un marco que, si bien es teórico, ha demostrado ser un buen *benchmark* para realizar propuestas prácticas. Un ejemplo de lo anterior es la aplicación de algunos de estos conceptos en la regulación de redes en Estados Unidos y el Reino Unido¹⁹.

6.4.2 Propuesta para Chile

A continuación, se propone un cambio regulatorio basado en tres ejes:

Eje 1: Creación de Contratos Financieros por Red

Una de las herramientas clave en este proceso son los **Contratos Financieros por Red (FTRs, por su nombre en inglés)**. Estos contratos brindan a los generadores una forma de protegerse contra el riesgo de congestión en las redes de transmisión, al mismo tiempo que sirven como un indicador valioso para la planificación del sector. Los FTRs permiten a los generadores mitigar los posibles impactos negativos de la congestión en la entrega de energía, alineando así el desarrollo de la generación con las capacidades de transmisión disponibles.²⁰

Con respecto a los FTRs, es importante considerar que su característica es similar a la de un seguro que opera contra las congestiones del sector, anulando o mitigando el efecto de los diferenciales de precios entre inyecciones y retiros. En esta línea, un FTR, una vez adquirido por el generador típicamente mediante una subasta, entrega un ingreso a dicho generador que está perfectamente (anti)correlacionado con los costos del generador en el mercado *spot*, mitigando/anulando un riesgo importante asociado a los atrasos en el sistema de transmisión

¹⁸ En el caso de Nueva York, los costos de obras propuestas por agentes se pueden socializar entre todos los beneficiarios del sistema siempre y cuando se tenga un 80% de apoyo.

¹⁹ Strbac, G., Pollitt, M., Konstantinidis, CV., Konstantelos, I., Moreno, R., Newbery, D., and Green, R., "Electricity transmission arrangements in Great Britain: Time for change?", *Energy Policy*, Vol 73, pp 278-297, Oct 2014.

²⁰ Un "Financial Transmission Right" (FTR), que en español se traduce como "Derecho de Transmisión Financiera", es un instrumento financiero utilizado en el sector eléctrico para gestionar los riesgos y las fluctuaciones en los precios de la electricidad.

Un FTR es esencialmente un contrato que otorga a su titular el derecho a recibir una compensación financiera basada en la diferencia entre los precios de electricidad en dos puntos de una red eléctrica. Estos puntos pueden ser áreas geográficas específicas o nodos en la red eléctrica donde se realiza la transmisión de energía.

El propósito principal de los FTRs es permitir a las partes involucradas, como productores, consumidores y comercializadores de electricidad, gestionar el riesgo de volatilidad en los precios de la electricidad, particularmente diferencias de precios entre dos puntos de la red. Si el precio de la electricidad en un nodo de retiro es más alto que en otro punto donde se realiza la inyección, el titular de un FTR podría recibir una compensación. Para el lector interesado se recomienda leer: Lyons, K., Fraser, H., & Parmesano, H. (2000). An introduction to financial transmission rights. *The Electricity Journal*, 13(10), 31-37.

y/o a la aparición de nueva generación que puede afectar el nivel de congestiones y de precios a lo largo del sistema.

La existencia de FTRs también permite a los generadores estar más conscientes de los riesgos que enfrentan (asociados a los diferenciales de precio entre los puntos de inyección y de retiro) y de la necesidad de contratar servicios por red.

Eje 2: Existencia de un régimen eficiente y libre de inversiones en transmisión, en armonía con el régimen central y mandatado.

En cuanto a las inversiones, se busca fomentar la participación activa de los diferentes actores en el mercado eléctrico mediante la propuesta y revisión de nuevas obras de transmisión. Esto implica permitir que los participantes propongan nuevas obras de infraestructura, siempre y cuando exista un acuerdo para remunerar dichas inversiones. Es decir, aquellos que se beneficiarán directamente de las obras asumen la responsabilidad de financiarlas. Este enfoque asegura que las inversiones sean respaldadas por aquellos que realmente se verán beneficiados por ellas. En esta línea, se pueden establecer cuotas o supermayorías que permitan impulsar nuevas obras desde la perspectiva privada, permitiendo la participación de todos los beneficiarios en la cobertura de los costos de la nueva línea.

Para regular este proceso, puede establecerse un **comité o una autoridad competente que tome decisiones basadas en un consenso mayoritario y siguiendo una regla de oro que garantice beneficios sistémicos**. De esta manera, se asegura que las inversiones propuestas sean evaluadas y aprobadas de manera transparente y equitativa, en línea con los intereses y necesidades de todos los actores involucrados en el mercado eléctrico. Además, la existencia de un régimen libre de inversión permite disciplinar al planificador central, ya que las obras genuinamente necesarias por la sociedad serán impulsadas de una u otra manera. Es importante mencionar que esta recomendación va de la mano con la siguiente (peajes según beneficiarios), de manera de eliminar el incentivo perverso, tanto para *stakeholders* como de parte del regulador, de preferir alguno de los regímenes (mandatado o libre) producto de la asignación de costos.

Eje 3: Peajes según beneficiarios.

Otro aspecto relevante es la forma en que se remuneran estas inversiones y las inversiones mandatadas por la autoridad. Se busca establecer una armonización tarifaria que garantice que tanto las obras mandatadas como las inversiones libres sean remuneradas de manera equitativa y no generen distorsiones significativas en el mercado. Para esto, **la tarificación o asignación de costos de nuevas inversiones debe realizarse acorde a la metodología de los beneficiarios**, similar a la aplicada en otros mercados más avanzados²¹. Esto también aborda

²¹ “The cost of transmission facilities must be allocated to those within the transmission planning region that benefit from those facilities in a manner that is at least roughly commensurate with estimated benefits. ... Those that receive no benefit from transmission facilities, either at present or in a likely future scenario, must not be involuntarily allocated any of the costs of those facilities.” (FERC Order 1000, 622, 637). Al lector más interesado en los detalles, se le recomienda leer: Hogan, W. W. (2018). A primer on transmission benefits and cost allocation. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 7(1), 25-46.

el desafío político de evitar aumentos excesivos en las tarifas a clientes finales a corto plazo para respaldar las inversiones en infraestructura de transmisión, ya que se busca encontrar un equilibrio entre la sostenibilidad económica y el desarrollo del sistema eléctrico (también esta metodología de tarificación corrige otras distorsiones²²). Por último, es importante destacar que el pago de peajes por parte de los generadores, les permite hacerse acreedores de FTRs y, por lo tanto, de partes de las rentas de congestión de la red, lo que a su vez, les permite cubrir el riesgo de congestiones (este problema de congestiones ha estado en boga últimamente debido a los problemas de insolvencia de algunos generadores renovables).

Aunque esta propuesta evidentemente devuelve la señal de localización al peaje de transmisión, asignando costos a quienes se benefician de nuevas inversiones, difiere de forma sustantiva de la antigua metodología de peajes utilizada en Chile que presentaba una volatilidad significativa, y que finalmente terminaba degradando la señal de localización que originalmente se intentaba reforzar. Al lector interesado, se recomienda la siguiente lectura: Moreno, R, “Cuando el remedio es peor que la enfermedad”.

²² R. Moreno, “Cuando el remedio es peor que la enfermedad”, El Mostrador, 2018. URL: <https://www.elmostrador.cl/mercados/2018/04/09/cuando-el-remedio-es-peor-que-la-enfermedad-el-nuevo-rol-del-consumidor-en-la-remuneracion-de-la-transmision/>

7 Conclusiones

El presente estudio tiene por objetivo presentar un levantamiento de brechas existentes, junto con un conjunto de acciones sistémicas, de corto y largo plazo, que permitan hacer un mejor uso de las capacidades actuales y perfeccionar la planificación futura de la infraestructura de transmisión del sistema eléctrico, manteniendo los estándares de seguridad del sistema.

Dichos objetivos se han abordado mediante actividades que se organizan en cuatro módulos de trabajo, estableciendo una línea temporal de acciones de corto, mediano y largo plazo, que se complementan con acciones regulatorias de distinto nivel para habilitar las medidas identificadas. Los principales hallazgos y conclusiones de cada uno de estos módulos, son los siguientes:

Módulo 1: Acciones de corto plazo

En este módulo se abordaron aspectos relacionados con la programación de la operación y su operación en tiempo real que resultan en limitaciones o congestiones de transmisión.

Por el lado de la operación en tiempo real, se concluye que el actual esquema manual de control de transferencias y determinación de costos marginales entre zonas puede resultar en menores transferencias por las líneas y consecuentes desacoples que pueden ser inconsistentes. Esto causa un efecto no deseado, en particular en aquellos participantes del mercado que son sujetos de recortes y están expuestos al desacople de costo marginal en vista de sus contratos de suministro.

Por el lado de la programación de operación de las centrales a carbón, los análisis de sensibilización realizados permiten concluir que la inflexibilidad de estas plantas está asociada principalmente a sus altos costos de partida y parada. Si bien al modelar una operación flexible de estas, habilitando partidas y paradas semanales o incluso diarias, es preciso señalar que la magnitud de los vertimientos que son pronosticados a futuro en vista de los avances de la energía solar fotovoltaica, haría que medidas para mejorar la flexibilidad serían de poca efectividad, pues si bien reducen los vertimientos, existirá nominalmente una fuerte sobreoferta de energía en horas solares por sobre la demanda sistémica, en particular durante el segundo semestre del año.

Módulo 2: Acciones de mediano plazo

En este módulo se revisaron exhaustivamente distintas tecnologías avanzadas que son complementarias a líneas de transmisión. La revisión evidencia que estas alternativas tecnológicas presentan tiempos de despliegue menores y que pueden contribuir a hacer un uso más eficiente de las capacidades del sistema de transmisión existentes. Estas tecnologías, clasificadas en soluciones de tipo Hardware y Software, pueden ser combinadas para no tan solo aumentar las transferencias de energía, sino que también para mejorar la confiabilidad de la red en su conjunto.

Si bien las distintas tecnologías revisadas presentan numerosas ventajas, la revisión permitió generar una discusión de barreras potenciales para el despliegue de estas tecnologías, las cuales pueden depender de la tecnología en sí misma (barrera independiente del contexto) o bien depender del contexto económico y regulatorio de las jurisdicciones donde se desean incorporar.

Módulo 3: Acciones de mediano – largo plazo

Mediante la revisión crítica del proceso de planificación actual, así como del estado del arte y prácticas a nivel internacional, se concluye que existe una importante brecha de la metodología actual para continuar recomendando expansiones de la red de acuerdo con las necesidades futuras, en particular, bajo el contexto de descarbonización.

Del trabajo realizado emanan distintas propuestas. En primer lugar, se proponen **modificaciones incrementales** que pueden ser implementadas mediante las herramientas de simulación existentes que ya son aplicadas en distintas partes del proceso y, por lo tanto, que podrían ser implementadas en el corto plazo.

Destacan en estas acciones estrategias para mejorar la selección de los puntos de operación, así como en otros datos de entrada relevantes para los modelos de simulación, donde se observan importantes brechas. Asimismo, se levantaron una serie de indicadores en un enfoque multivalor que aparecen como adecuados para hacer un análisis integral de los beneficios que aportan los proyectos de transmisión. Mediante un ejemplo ilustrativo aplicado al sistema eléctrico chileno se dieron luces de las implicancias de aplicar esta metodología, en particular, de sus ventajas para justificar expansiones futuras.

En segundo lugar, se identificaron un conjunto de **modificaciones profundas** a la metodología, fundadas principalmente en la necesidad de aplicar modelos avanzados de optimización, los cuales son actualmente utilizados en distintas jurisdicciones según el propósito a abordar. Se concluyó que este tipo de modificaciones tomarán más tiempo en ser adoptadas, en vista de los recursos necesarios para su implementación, tanto humanos como computacionales, así como los procesos de modificaciones regulatorias necesarios para la aceptación del sector.

Módulo 4: Regulación

Finalmente, en el módulo 4 se presentó en primer lugar un análisis del tratamiento de los aspectos de modelamiento en la regulación del proceso de planificación de la transmisión.

En primer lugar, la revisión permitió concluir que existe una falta de precisiones de detalle que dificultan la concreción de avances en la línea de las propuestas del módulo 3 y, por lo tanto, se propone que estas se aborden a través de inclusiones de, por un lado, requerimientos mínimos de modelamiento y, por otro, la realización de estudios específicos que sirvan de insumo para la planificación.

Finalmente, en vista de las distintas discusiones generadas durante el estudio, se proponen algunas medidas que a juicio del Consultor son necesarias para **armonizar el desarrollo de los sectores generación y transmisión**. Si bien se ha detectado deficiencias en la metodología de planificación y brechas en la operación de corto plazo y análisis de nuevas tecnologías, se requiere facilitar esta coordinación entre estos sectores. Se propone por lo tanto una reforma más concreta para la regulación del país basada en tres ejes fundamentales: creación de contratos financieros de red, modernización del régimen de inversiones libres en transmisión, y remuneración de las expansiones con cargo vía peajes a los beneficiarios.

8 Referencias

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/registro-de-instrucciones-de-operacion-rio/>. [Último acceso: 09 05 2023].
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional, «ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA (Informe Final),» 2023.
- [3] Coordinador eléctrico nacional, «Minuta DAOP N°02/2021,» Santiago, 2023.
- [4] Coordinador eléctrico nacional, «IPLP 2022 (varios meses),» Santiago, 2022.
- [5] N. Kumar, P. L. S. Besuner, D. Agan y D. Hilleman, «Power Plant Cycling Costs,» 2012.
- [6] A. Schröder, F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelevitch y C. Von Hirschhausen, «Current and prospective costs of electricity generation until 2050,» *DIW Data Documentation*, vol. 68, 2013.
- [7] GHD, «AEMO costs and technical parameter review,» Melbourne, 2018.
- [8] A. Moreira, G. Strbac, R. Moreno, A. Street y I. Konstantelos, «A Five-Level MILP Model for Flexible Transmission Network Planning under Uncertainty: A Min-Max Regret Approach,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n° 1, pp. 486 - 501, 2018.
- [9] U.S. Department of Energy, «Advanced Transmission Technologies,» 2020.
- [10] Y. Chen, R. Moreno, G. Strbac y D. Alvarado, «Coordination Strategies for Securing AC/DC Flexible Transmission Networks with Renewables,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n° 6, pp. 6309-6320, 2018.
- [11] M. Li, Z. Lin, W. Wu, Y. Li, P. Jiang y Z. Hu, «Application of UPFC in Fujian 500 kV power grid,» *The journal of Engineering*, vol. 2019, n° 16, pp. 2510-2513, 2019.
- [12] J. Barrera, P. Beaupuits, E. Moreno, R. Moreno y F. Muñoz, «Planning resilient networks against natural hazards: Understanding the importance of correlated failures and the value of flexible transmission assets,» *Electric Power Systems Research*, vol. 197, n° 107280, 2021.
- [13] ABB, «Changji-Guquan UHVDC link 12,000 megawatts of electricity over 3,000 kilometers at 1.1 million volts, setting new world records on voltage level, transmission capacity and distance,» [En línea]. Available:

<https://new.abb.com/systems/hvdc/references/changji-guquan-uhvdc-link..> [Último acceso: 2023 Mayo 5].

- [14] ABB, «ABB wins orders of over \$300 million for world's first 1100 kV UHVDC power link in China,» 2016. [En línea]. Available: <https://new.abb.com/news/detail/13922/abb-wins-orders-of-over-300-million-for-worlds-first-1100-kv-uhvdc-power-link-in-china>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [15] Tennet, «The North Sea is becoming the powerhouse of Northwest Europe – Offshore wind energy as a central lever for the energy transition,» 2021. [En línea]. Available: [https://netztransparenz.tennet.eu/tinyurl-storage/detail/the-north-sea-is-becoming-the-powerhouse-of-northwest-europe-offshore-wind-energy-as-a-central-lev/\(UHVDC\)%20transmission%20link..](https://netztransparenz.tennet.eu/tinyurl-storage/detail/the-north-sea-is-becoming-the-powerhouse-of-northwest-europe-offshore-wind-energy-as-a-central-lev/(UHVDC)%20transmission%20link..) [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [16] Dave Bryant, «The TenneT DIM-LLS 380kV ACCC® Reconductor Project Continues,» 2021. [En línea]. Available: <https://ctcglobal.com/the-tennet-dim-lls-380kv-accc-reconductor-project-continues/>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [17] International Renewable Energy Agency - IRENA, «Virtual power lines - Innovation landscape brief,» 2020.
- [18] Nidec, «RTE (réseau de transport d'électricité), together with nidec industrial solutions, launches "ringo", the first experiment in the world for the automated management of a large-scale battery system,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.nidec-industrial.com/rte-nis-launches-ringo/#quick-assistance>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [19] W. Cao, J. Wu, N. Wu, C. Jenkins, G. Wang y T. Green, «Operating principle of Soft Open Points for electrical distribution network operation,» *Applied Energy*, vol. 164, pp. 245-257, 2016.
- [20] G. Fotouhi , A. Mohammad, H. Morais, C. Jenkins y Z. Vale, «Coordination between mid-term maintenance outage decisions and short-term security-constrained scheduling in smart distribution systems,» *Applied Energy*, vol. 96, pp. 281-291, 2012.
- [21] A. Savić y Z. Djuricic, «Optimal sizing and location of SVC devices for improvement of voltage profile in distribution network with dispersed photovoltaic and wind power plants,» *Applied Energy*, vol. 134, pp. 114-124, 2014.
- [22] F. Sun, J. Ma y W. Wei, «Optimized Two-Time Scale Robust Dispatching Method for the Multi-Terminal Soft Open Point in Unbalanced Active Distribution Networks,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, n° 1, pp. 587-598, 2021.
- [23] M. Shafik, H. Chen, G. Rashed, R. El-Sehiemy, M. Elkadeem y S. Wang, «Adequate Topology for Efficient Energy Resources Utilization of Active Distribution Networks Equipped With Soft Open Points,» *IEEE Access*, vol. 7, pp. 99003-99016, 2019.

- [24] W. Chen, X. Lou, X. Ding y C. Guo, «Unified data-driven stochastic and robust service restoration method using non-parametric estimation in distribution networks with soft open points,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, n° 17, pp. 3433-3443, 2020.
- [25] T. Ding, Z. Wang, W. Jia, B. Chen y M. Shahidehpour, «Multiperiod distribution system restoration with routing repair crews, mobile electric vehicles, and soft-open-point networked microgrids,» *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, n° 6, pp. 4795-4808, 2020.
- [26] A. Escalera, M. Prodanović, E. Castronuovo y J. Roldan-Perez, «Contribution of active management technologies to the reliability of power distribution networks,» *Applied Energy*, vol. 267, n° 114, p. 919, 2020.
- [27] F. Yan, X. Chen, W. Tang, R. Yan y H. Wu, «Reliability and power supply capability evaluation of active distribution networks with four-terminal soft open points,» *IET Smart Grid*, vol. 3, n° 5, p. 657-666, 2020.
- [28] J. Wang, N. Zhou, A. Tao y Q. Wang, «Optimal Operation of Soft Open Points-Based Energy Storage in Active Distribution Networks by Considering the Battery Lifetime,» *Frontiers in Energy Research*, vol. 8, 2021.
- [29] G. Strbac, C. Konstantinidis, I. Konstantelos, R. Moreno, D. Newbery, M. Pollitt y R. Green, «Integrated transmission planning and regulation project: review of system planning and delivery,» 2013.
- [30] F. De-Wild, W. Boone, H. Van-Der-Geest y J. Smit, «Dynamic rating systems in general and in a hybrid 150 kv transmission system,» *Jicable*, 2007.
- [31] The Energy Systems Integration Group - ESIG, «Webinar: transmission topology optimization: a software solution for improving congestion management,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.esig.energy/event/webinar-transmission-topology-optimization-a-software-solution-for-improving-congestion-management/>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [32] U.S. Department of Energy, «Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them,» 2006.
- [33] D. Alvarado, A. Moreira, R. Moreno y G. Strbac, «Transmission Network Investment with Distributed Energy Resources and Distributionally Robust Security,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, n° 6, pp. 5157-5168, 2019.
- [34] International Energy Agency - IEA, *The Power to Choose - Demand Response in Liberalised Electricity Markets* International Energy Agency, OECD Publishing, 2003.

- [35] N. O'Connell, P. Pinson, H. Madsen y M. O'Malley, «Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 686-699, 2014.
- [36] P. Jazayeri, A. Schellenberg, W. Rosehart, J. Doudna, S. Widergren, D. Lawrence, J. Mickey y S. Jones, «A survey of load control programs for price and system stability,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, n° 3, pp. 1504-1509, 2005.
- [37] Y. Li, S. Rehtanz, L. Luo y Y. Cao, «Wide-Area Robust Coordination Approach of HVDC and FACTS Controllers for Damping Multiple Interarea Oscillations,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, n° 3, pp. 1096-1105, 2012.
- [38] A. Guzman, D. Tziouvaras, E. Schweitzer y K. Martin, «Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources,» de *Power Systems Conference*, Clemson, SC, USA, 2006.
- [39] C. Taylor, D. Erickson, K. Martin, R. Wilson y V. Venkatasubramanian, «WACS-Wide-Area Stability and Voltage Control System: R&D and Online Demonstration,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, n° 5, pp. 892-906, 2005.
- [40] European Network of Transmission System Operators for Electricity -ENTSOE, «Special protection schemes,» 2012.
- [41] R. Moreno, «Operacion y Diseno Eficiente de Redes Electricas de Transmision Mediante el Uso de Nuevas Tecnologias Inteligentes [Efficient Operation and Design of Transmission Networks through New Smart Technologies],» *Revista chilena Electricidad, EDITEC*, 2013.
- [42] RevistaEI, «Esquemas especiales de protección: claves para garantizar la seguridad y operación del sistema,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.revistaei.cl/informes-tecnicos/esquemas-especiales-de-proteccion-claves-para-garantizar-la-seguridad-y-operacion-del-sistema/#>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [43] Y. Pipelzadeh, R. Moreno, B. Chaudhuri, G. Strbac y T. Green, «An Assessment of Transient Assistive Measures Using HVDC for Special Protection Schemes: Case on the GB Transmission System,» de *The 10th International Conference on AC and DC Power Transmission*, Birmingham, UK, 2012.
- [44] O. Breidablik, F. Giaver y I. Glende, «Innovative measures to increase the utilization of Norwegian transmission,» de *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, Bologna, Italy, 2003.
- [45] I. Tøndel, J. Foros, S. Kilskar, P. Hokstad y M. Jaatun, «Interdependencies and reliability in the combined ICT and power system: An overview of current research,» *Applied Computing and Informatics*, vol. 14, n° 1, pp. 17-27, 2018.

- [46] B. Jimada-Ojuolape y J. Teh, «Impact of the Integration of Information and Communication Technology on Power System Reliability: A Review,» *IEEE Access*, vol. 8, pp. 24600-24615, 2020.
- [47] J. Hu, Y. Chen y Y. Yang, «The Development and Issues of Energy-ICT: A Review of Literature with Economic and Managerial Viewpoints,» *Energies*, vol. 15, n° 2, p. 594, 2022.
- [48] I. Colak, R. Bayindir, G. Fulli, I. Tekin, K. Demirtas y C. Covrig, «Smart grid opportunities and applications in Turkey,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 33, pp. 344-352, 2014.
- [49] U. Kerin, R. Balaurescu, F. Lazar, R. Krebs y F. Balasiu, «Dynamic Security Assessment in System Operation and Planning - First Experiences,» de *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, USA , 2003.
- [50] C. Jensen, M. El-Sharkawi y R. Marks, «Power system security assessment using neural networks: feature selection using Fisher discrimination,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, n° 4, pp. 757 - 763, 2001.
- [51] K. Sun, S. Likhate, V. Vittal, V. Kolluri y S. Mandal, «An online dynamic security assessment scheme using phasor measurements and decision trees,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n° 4, pp. 1935 - 1943, 2017.
- [52] L. Moulin, A. da-Silva, M. El-Sharkawi y R. Marks, «Support vector machines for transient stability analysis of large-scale power systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, n° 2, pp. 818 - 825, 2004.
- [53] Y. Xu, Z. Dong, K. Meng, R. Zhang y K. Wong, «Real-time transient stability assessment model using extreme learning machine,» *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 3, n° 3, pp. 314-322, 2011.
- [54] R. Moreno, B. Bassi, C. Toro, S. Püschel,, F. Martínez-Conde y E. Pereira , «Mejoramiento Continuo de los Procesos Vinculados a la Operación Económica y Segura del SING,» 2016.
- [55] R. Moreno, Y. Chen y G. Strbac, «Evaluation of Benefits of Coordinated DC & AC Flexible Transmission Systems with Probabilistic Security and Corrective Control,» de *IET International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks (RTDN)*, Birmingham, UK, 2015.
- [56] Dirección de Operación – Dirección de Peajes, ENDESA, Colbun S.A., AES Gener S.A., Eléctrica Guacolda S.A., Transelec, Arauco Generación S.A., Norvind, «Comentarios de la dirección de operación y peajes del cdec-sic al informe técnico preliminar de fijación de precios de nudo del sic,» 2020.

- [57] A. Del-Rosso, E. Ela, S. Uppalapatti, J. Roark y A. Tuohy, «Benefits and Value of New Power Flow Controllers,» 2018.
- [58] NY Power Authority, «Marcy South Series Compensation Project,» 2015.
- [59] MBT - Vietnam power transformer, «The world's longest power transmission lines,» 2020. [En línea]. Available: <https://vietnamtransformer.com/our-news/top-7-worlds-longest-power-transmission-lines>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [60] U.S. Department of Energy, «Dynamic Line Rating,» 2019.
- [61] J. Caspary y J. Schneider, «Advanced conductors on existing transmission corridors to accelerate low cost decarbonization,» 2022.
- [62] Modern Power Systems , «What are the benefits of ‘virtual transmission’ to electricity networks?,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.nsenergybusiness.com/features/virtual-transmission-storage/>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [63] UK Power Networks, «Active Response - Project Progress Report – July to December 2021,» 2022.
- [64] P. Li, H. Ji, C. Wang, J. Zhao, G. Song, F. Ding y J. Wu, «Coordinated Control Method of Voltage and Reactive Power for Active Distribution Networks Based on Soft Open Point,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, n° 4, pp. 1430-1442, 2017.
- [65] M. Deakin, I. Sarantakos, D. Greenwood,, J. Bialek, P. Taylor y S. Walker, «Comparative analysis of services from soft open points using cost-benefit analysis,» *Applied Energy*, vol. 333, n° 3, p. 120618, 2023.
- [66] Think Grid, «Hard facts about soft open points,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.think-grid.org/hard-facts-about-soft-open-points>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [67] International Renewable Energy Agency - IRENA, «Dynamic line rating innovation landscape brief,» 2020.
- [68] J. Marmillo, «Simulating the Economic Impact of a Dynamic Line Rating Project in a Regional Transmission Operator (RTO) Environment,» de *CIGRE U.S. National Committee 2018 Grid of the Future Symposium*, 2018.
- [69] J. Verga, N. Pinney y J. Marmillo, «Incorporating Dynamic Line Ratings to Alleviate Transmission Congestion, Increase Wind Resource Utilization, and Improve Power Market Efficiency,» de *CIGRE US National Committee 2016 Grid of the Future Symposium*, 2016.

- [70] National Grid, «Transmission Network Topology Optimisation,» 2016. [En línea]. Available: https://smarter.energynetworks.org/projects/nia_nget0169. [Último acceso: 05 Mayo 2013].
- [71] P. Ruiz, M. Caramanis, E. Goldis, B. Keshavamurthy, X. Li, R. Philbrick, A. Rudkevich, R. Tabors y B. Tsuchida, «Topology control algorithms (TCA) - Simulations in PJM with ac modeling,» de *Technical Conference On Increasing Real - Time And DayAhead Market Efficiency Through Improved Software*, 2014.
- [72] J. Pfeifenberger, P. Ruiz y J. Chang, «Brattle Study for National Grid Shows Topology Optimization Can Help Relieve Major Transmission Constraints in Great Britain,» 2017.
- [73] K. Hedman, S. Oren y R. O'Neill, «Optimal Transmission Switching: When Economic Efficiency and Financial Transmission Rights Markets Collide,» *Journal of Regulatory Economics*, vol. 40, p. 111-140, 2010.
- [74] J. Torriti, M. Hassan y M. Leach, «Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation,» *Energy*, vol. 35, n° 4, pp. 1575-1583, 2010.
- [75] International Energy Agency - IEA, «The power to choose - Demand response in liberalised electricity markets,» 2015.
- [76] R. Moreno, A. Navarro y A. Inzunza, «Reforma de la Regulación de la Distribución: Fundamentos, Experiencia Internacional y Lineamientos Futuros para Chile,» 2018.
- [77] F. Møller-Andersen, S. Jensen, H. Larsen, P. Meibom, H. Ravn, K. Skytte y M. Togeby, «Analyses of demand response in Denmark,» 2006.
- [78] G. Papagiannis, A. Dagoumas, N. Lettas y P. Dokopoulos, «Economic and environmental impacts from the implementation of an intelligent demand side management system at the European level,» *Energy Policy*, vol. 36, n° 1, pp. 163-180, 2008.
- [79] D. Cai, «Wide area monitoring, protection and control in the future great britain power system,» 2012.
- [80] R. Dubey, M. Popov y J. Chavez, «Cost Effective Wide Area Measurement Systems for Smart Power Network,» *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. 5, n° 3, pp. 85-93, 2018.
- [81] V. Terzija, G. Valverde, D. Cai, R. Deyu y P. Regulski, «Wide-Area Monitoring, Protection, and Control of Future Electric Power Networks,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, n° 11, pp. 80-93, 2011.

- [82] Birkir Heimisson, «Wide Area Monitoring and Control Come To Iceland,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.tdworld.com/transmission-reliability/article/21159941/wide-area-monitoring-and-control-come-to-iceland>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [83] D. Novosel, V. Madani, B. Bhargava, K. Vu y J. Cole, «Dawn of the grid synchronization – Benefits, practical applications, and deployment strategies for wide area monitoring, protection, and control,» 2008.
- [84] A. Nalini , P. Sheeba, S. Sivanesan, S. Rama y T. Bhuvaneswari, «Wide-Area Monitoring, Protection, and Control of Future Electric Power Networks,» *Energy Procedia*, vol. 160, pp. 381-388, 2019.
- [85] C. Park, A. Yershov y A. Kobzev, «ICT Infrastructure Co-Deployment with Transport and Energy Infrastructure in North and Central Asia,» 2019.
- [86] N. Prügler, «Economic potential of demand response at household level—Are Central-European market conditions sufficient?,» *Energy Policy*, vol. 60, pp. 487-498, 2013.
- [87] World Energy Council, «The role of ict in energy efficiency management - Household sector,» 2018.
- [88] Power Systems Engineering Research Center, «System Protection Schemes: Limitations, Risks, and Management,» 2010.
- [89] J. Calvo, P. Ramírez, S. Tindemans y G. Strbac, «Cost-benefit analysis of unreliable System Protection Scheme operation,» de *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 2015.
- [90] Universidad de Chile, «Investigadoras del DIE y el AMTC obtienen FONDEF 2020,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.uchile.cl/noticias/162243/investigadoras-del-die-y-el-amtc-obtienen-fondef-2020>. [Último acceso: 05 Mayo 2023].
- [91] L. Wang y K. Morison, «Implementation of online security assessment,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 4, n° 5, pp. 46-59, 2006.
- [92] Siemens, «Push transmission grid limits. With dynamic stability assessment,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/operation/siguard-dsa.html>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [93] Power tech, «Maintaining grid security,» 2015.
- [94] R. Gheuens, «Barriers to residential demand response in belgium and the netherlands,» 2020.

- [95] E. Pereira-Bonvallet, F. D. Muñoz y R. Marín, «Sistemas de almacenamiento como infraestructura de transmisión,» 2020.
- [96] Energy Systems Integration Group, «Multi-Value Transmission Planning for a Clean Energy Future. A Report of the Transmission Benefits Valuation Task Force,» Reston, VA, 2022.
- [97] Ministerio de Energía, «Planificación energética de largo plazo,» Santiago, 2021.
- [98] D. Kirschen y G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*, John Wiley & Sons, Ltd, 2004.
- [99] J. Haas, C. F. K. Cao, W. Nowak, R. Palma-Behnke, C. Rahmann y P. Mancarella, «Challenges and trends of energy storage expansion planning for flexibility provision in low-carbon power systems – a review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, p. 603–619, 2017.
- [100] International Renewable Energy Agency, «Planning for the renewable future long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies,» International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017.
- [101] D. Millstein, R. Wiser, W. Gorman, S. Jeong, J. Kim y A. Ancell, «Empirical Estimates of Transmission Value using Locational Marginal Prices,» 2022.
- [102] R. Alvarez, A. Moser y C. A. Rahmann, «Novel methodology for selecting representative operating points for the TNEP,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, n° 3, p. 2234–2242, 2017.
- [103] R. Green, I. Staffell y N. Vasilakos, «Divide and Conquer? k-means clustering of demand data allows rapid and accurate simulations of the British electricity system,» *IEEE Transactions on Engineering Management*, vol. 61, n° 2, pp. 251–260, 2014.
- [104] P. Nahmmacher, E. Schmid, L. Hirth y B. Knopf, «Carpe diem: A novel approach to select representative days for long-term power system modeling,» *Energy*, vol. 112, p. 430–442, 2016.
- [105] F. J. de Sisternes y M. D. Webster, «Optimal Selection of Sample Weeks for Approximating the Net Load in Generation Planning Problems,» *Massachusetts Institute of Technology Engineering Systems Division*, 2013.
- [106] Australian Energy Market Operator (AEMO), «ISP Methodology,» 2021.
- [107] J. Pfeifenberger, K. Spokas, J. M. Hagerty, J. Tsoukalis, R. Gramlich, M. Goggin, J. Caspary y J. Schneider, «Transmission Planning for the 21st Century: Proven Practices that Increase Value and Reduce Costs,» 2021.

- [108] Midcontinent Independent System Operator (MISO), «Transmission Cost Estimation Guide,» 2022.
- [109] Australian Energy Market Operator (AEMO), «2020 Integrated System Plan,» 2020.
- [110] Energy Systems Integration Group, «Multi-Value Transmission Planning for a Clean Energy Future. A Report of the Transmission Benefits Valuation Task Force,» Reston, VA, 2022.
- [111] The university of Melbourne, «Study of advanced modelling for network planning under uncertainty,» 2020.
- [112] F. Munoz, B. Hobbs, J. Ho y S. Kasina, «An Engineering-Economic Approach to Transmission Planning Under Market and Regulatory Uncertainties: WECC Case Study,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, nº 1, pp. 307-317, 2014.
- [113] I. Konstantelo, R. Moreno y G. Strbac, «Coordination and uncertainty in strategic network investment: Case on the North Seas Grid,» *Energy Economics*, vol. 64, pp. 131-148, 2017.
- [114] S. W. Kang, J. Boyd, Xiaolong Yu y G. Gnanam, «Comprehensive regional transmission planning - ERCOT experience,» *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, 2015.
- [115] R. Moreno, M. Panteli, P. Mancarella, H. Rudnick, T. Lagos, A. Navarro, F. Ordonez y J. C. Araneda, «From Reliability to Resilience: Planning the Grid Against the Extremes,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 18, nº 4, p. 41–53, 2020.
- [116] Australian Energy Market Operator (AEMO), «2020 Integrated System Plan,» 2020.
- [117] Department for business energy and industrial strategy, «Competition in Onshore Electricity Networks,» 2021.
- [118] R. Moreno, A. Street, J. Arroyo y P. Mancarella, «Planning Low-Carbon Electricity Systems under Uncertainty Considering Operational Flexibility and Smart Grid Technologies,» *Philosophical Transactions of The Royal Society A Mathematical Physical and Engineering Sciences*, vol. 375, 2017.
- [119] D. Alvarado, A. Moreira, R. Moreno y G. Strbac, «Transmission Network Investment With Distributed Energy Resources and Distributionally Robust Security,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, nº 6, pp. 5157-5168, 2019.
- [120] National Grid, «Power Potential: Project Close Down Report,» 2021.
- [121] CORFO, «Análisis Económico de Proyectos ERNC con Potencial de Producción de Hidrógeno para Minimizar Vertimientos,» Estudio ISCI-SPEC, 2021.

- [122] Wenche Tobiasson y Tooraj Jamasb, «The Solution that Might Have Been: Resolving Social Conflict in Deliberations about Future Electricity Grid Development,» *Energy Research & Social Science*, vol. 17, pp. 94-101, 2016.
- [123] G. Strbac, C. Konstantinidis, R. Moreno, I. Konstantelos y D. Papadaskalopoulos, «It's All About Grids: The Importance of Transmission Pricing and Investment Coordination in Integrating Renewables,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, n° 4, pp. 61 - 75, 2015.
- [124] The Missouri Times, «Grain Belt Express: What to know about the transmission line project,» 2023.
- [125] El Mercurio, «Las causas que originan los retrasos en las líneas de transmisión de energía,» 2019.
- [126] B. Plumer, «The U.S. Has Billions for Wind and Solar Projects. Good Luck Plugging Them In,» 2023.
- [127] L. A. Barroso, F. Porrua, L. M. Thome y M. V. Pereira, «Planning for Big Things in Brazil,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, n° 5, pp. 54-63, 2007.
- [128] Ofgem, «Integrated Transmission Planning and Regulation Project: Review of System Planning and Delivery,» 2013.
- [129] C. Matamala, R. Moreno, E. Sauma, J. Calabrese y P. Osses, «Why Reducing Socio-Environmental Externalities of Electricity System Expansions Can Boost the Development of Solar Power Generation: The Case of Chile,» *Solar Energy*, vol. 217, pp. 58-69, 2021.
- [130] Australian Energy Market Commission (AEMC), «2022 RSS Review Final Report,» 2022.
- [131] T. Lagos, R. Moreno, A. Navarro, M. Panteli, R. Sacaan, F. Ordonez, H. Rudnick y P. Mancarella, «Identifying Optimal Portfolios of Resilient Network Investments Against Natural Hazards, With Applications to Earthquakes,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, n° 2, pp. 1411 - 1421, 2020.
- [132] Ministerio de Energía de Chile, «Aprueba reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión,» 2019.
- [133] Endesa Chile, «Memoria anual,» 2009.
- [134] J. Godoy, R. Oliveira, G. Aguayo y E. Rodriguez, «The ECCANDE Project: Design, Field Implementation, and Operation of a Special Protection Scheme Based on Synchronized Phasor Measurements,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, Early acces, 2022.

Anexo A ESCENARIOS DE ESTUDIO LÍMITES DE TRANSMISIÓN LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO

El estudio de las limitaciones de la transmisión [2] define distintos escenarios y sensibilidades donde los flujos en la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico se ven limitados. Los casos de estudio son los siguientes:

1. Caso A: Desconexión 1 circuito de línea Los Changos – Cumbre y desconexión 1 circuito de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico sentido Norte->Sur
 - 1.1. Caso A1: inercia baja en zona centro-norte
 - Caso Base: Demanda Alta, 2 unidades Guacolda, Nueva Ventanas y 2 CC San Luis. –
 - Sensibilidad con nuevas líneas (Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV y Nueva línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV)
 - Sensibilidad con Guacolda fuera de servicio.
 - 1.2. Caso A2: inercia media en zona centro-norte.
 - Caso Base: Demanda Alta, 3 unidades Guacolda, Nueva Ventanas, Campiche y 3 CC San Luis.
 - Sensibilidad con nuevas líneas (Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV y Nueva línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV)
2. Caso B: Desconexión 1 circuito de línea Los Changos – Cumbre y desconexión 1 circuito de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico sentido Sur->Norte
 - 2.1. Caso B1: Demanda Alta, Nueva Ventanas, 2 CC San Isidro + 2 CC Nehuenco + Rapel.
 - 2.2. Caso B2: Sensibilidad Demanda Media, dos unidades Guacolda y con 1500 MW por línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre y 1300 MW por línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV sentido Sur->Norte.

La Figura 52 muestra las limitaciones de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico para cada escenario y sensibilidades registradas.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad		Capacidad Otros		Límite por Estabilidad		Regulación de Tensión P [MW]	Margen de Seguridad y Comp.	Punto de Medida	Limitación		Causa
				TT/CC [MVA]		Equipos Serie [MVA]		de Tensión [MW]					Tramo		
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Normal	Post Contingencia	
Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 KV C1 y C2	Nueva Pan de Azúcar	Polpaico	2356	2598	2078	CCSS	CCSS	Norte→Sur: Caso A1: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar- Polpaico	Norte→Sur: Caso A1: 1950	Norte→Sur: Caso A1: 1900	Norte→Sur: Caso A1: Cumple	Norte→Sur: Caso A1: Nva. Pan de Azúcar	Norte→Sur: Caso A1: 1940	Norte→Sur: Caso A1: 1900	Norte→Sur: Caso A1: Reg. Tensión
								Caso A1s1: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar- Polpaico	Caso A1s1: 1950	Caso A1s1: 1900	Caso A1s1: Cumple	Caso A1s1: Nva. Pan de Azúcar	Caso A1s1: 1965	Caso A1s1: 1900	Caso A1s1: Reg. Tensión
						Permanente 2x1700	Permanente 2x1700	Caso A1s2: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar- Polpaico	Caso A1s2: 1880	Caso A1s2: 1860	Caso A1s2: Cumple	Caso A1s2: Nva. Pan de Azúcar	Caso A1s2: 1900	Caso A1s2: 1860	Caso A1s2: Reg. Tensión
								Caso A2: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar- Polpaico	Caso A2: 2094	Caso A2: 2088	Caso A2: Cumple	Caso A2: Nva. Pan de Azúcar	Caso A2: 2114 (2035 en Polpaico) (3)	Caso A2: 2088	TTCC+factor de seguridad / Reg. Tensión (3)
						Sobrecarga 15 min. 2210	Sobrecarga 15 min. 2486	Caso A2s: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar- Polpaico	Caso A2s: 2092	Caso A2s: 2087	Caso A2s: Cumple	Caso A2s: Nva. Pan de Azúcar	Caso A2s: 2140 (2059 en Polpaico) (3)	Caso A2s: 2087	TTCC+factor de seguridad / Reg. Tensión (3)
								Sur→Norte: Caso B1: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar- Polpaico	Sur→Norte: Caso B1: 1830	Sur→Norte: Caso B1: -	Sur→Norte: Caso B1: Cumple	Sur→Norte: Caso B1: Polpaico	Sur→Norte: Caso B1: 1860	Sur→Norte: Caso B1: 1820	Sur→Norte: Caso B1: Reg. Tensión

Figura 52 Resumen de las restricciones línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico

Anexo B MÉTRICAS PARA ERROR DE APROXIMACIÓN

Elegir entre puntos representativos, días o semanas típicas es una elección compleja. En primer lugar, hay que definir el periodo que se adapte mejor al objetivo del estudio y a la carga computacional que implicará la ventana de tiempo seleccionada. Una vez elegida una ventana de tiempo, es vital elegir un número adecuado de puntos/días/semanas para representar el sistema de la forma más fiel a la realidad posible. Por lo tanto, es importante contar con métricas para comparar entre las distintas ventanas de tiempo y número de periodos elegidos. Esto permite elegir entre los distintos métodos mientras que se minimiza el error.

En este contexto, existen tres tipos de métricas para cuantificar el error de las series de tiempo reducidas con respecto a las curvas completas (por ejemplo, un año completo con resolución horaria vs una selección de semanas). En primer lugar, se encuentran las métricas sobre las series de tiempo. En general, esto se realiza sobre las LDC o NLDC y se estudia que tan bien los puntos seleccionados aproximan el año. En segundo lugar, se encuentran las métricas operacionales, las cuales estudian la *performance* sobre algún parámetro de operación del sistema (por ejemplo, número de encendidos/apagados). Por último, se encuentran las métricas económicas, las cuales analizan qué tan cercano se encuentran los precios de las aproximaciones a los promedios anuales observados.

A continuación se describe en mayor detalle la experiencia levantada en cada una de estas alternativas.

a) Métricas de series de tiempo

Una vez realizada la selección de puntos, días o semanas es necesario estimar un grado de diferencia o error que los datos seleccionados tienen respecto de la totalidad de la información. En la literatura, se ha mostrado que la aplicación de métricas sobre la LDC o NLDC indican fácilmente si se están capturando las distintas condiciones operacionales que tiene el sistema con distintas penetraciones renovables. Así, en [105] se propuso utilizar el error cuadrático medio normalizado (NRMSE, por sus siglas en inglés), esta métrica fue generalizada en [133]. Esta métrica consiste en obtener la LDC (LDC) y la LDC aproximada ($\overline{LDC}$), la cual puede ser obtenida al ordenar los periodos seleccionados de mayor a menor, considerando la fracción del año que cada punto/día/semana representa.

Así, esta métrica se calcula como el error cuadrático medio promedio normalizado por la diferencia entre la demanda máxima y mínima. Esta ecuación se puede ver en (1). En la ecuación, T representa el intervalo de tiempo (por ejemplo, cuarto de hora u hora) y P representa la ventana de tiempo total que se está analizando (por ejemplo, las horas del año).

La métrica propuesta fue utilizada en [133] para comparar 5 métodos de selección: selección aleatoria (RS), selección aleatoria con peso optimizado de los días (HYB), heurística (H), *clusters* (CA) y una optimización propuesta en el trabajo (OPT). La Figura 53 muestra cómo el NRMSE disminuye cuando aumenta el número de días seleccionados para los diferentes métodos de selección. En esta investigación se demostró que los métodos basados en la optimización de la selección de los días disminuyen el error de NRMSE y el de otras métricas propuestas.

$$NRMSE = \frac{1}{\|P\|} \sum_{p \in P} \left(\frac{\sqrt{\frac{1}{\|T\|} \sum_{t \in T} (LDC_{p,t} - \overline{LDC}_{p,t})^2}}{\max(LDC_p) - \min(LDC_p)} \right) \quad (1)$$

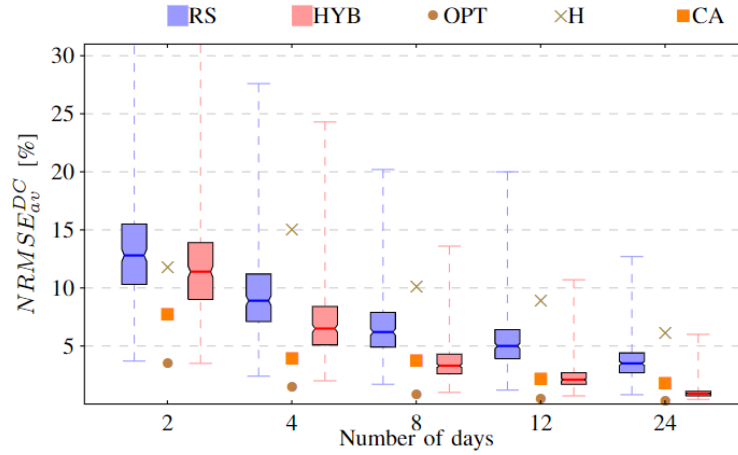


Figura 53 Error cuadrático medio normalizado (NRMSE) de distintos modelos al aumentar el número de días típicos

b) Métricas operacionales

Tradicionalmente el error de aproximación se mide en los datos de entrada, a través de métricas como la presentada anteriormente, donde esencialmente se comparan series de tiempo. Adicionalmente, existen métricas que se enfocan en los resultados obtenidos luego de realizar las simulaciones de la operación. Por ejemplo, se pueden utilizar métricas sobre el encendido y apagado de unidades como las presentadas en [105]. Esta métrica compara el número de encendidos al simular un año completo (SU por sus siglas en inglés Start-up) con las de la aproximación ($\widetilde{SU}$) para cada tecnología, siendo $\|G\|$ el número de generadores de un mismo tipo de tecnología.

$$SUE = \frac{1}{\|G\|} (\sum_{g \in G} \widetilde{SU}_g - \sum_{g \in G} SU_g) \left[\frac{\text{Encendidos}}{\text{año}} \right] \quad (2)$$

La Figura 54 muestra los resultados de aplicar esta métrica a un modelo que utiliza 1 semana y 4 semanas representativas. Los resultados muestran que, al aumentar el número de semanas, la aproximación de la cantidad de encendido y apagados es mejor.

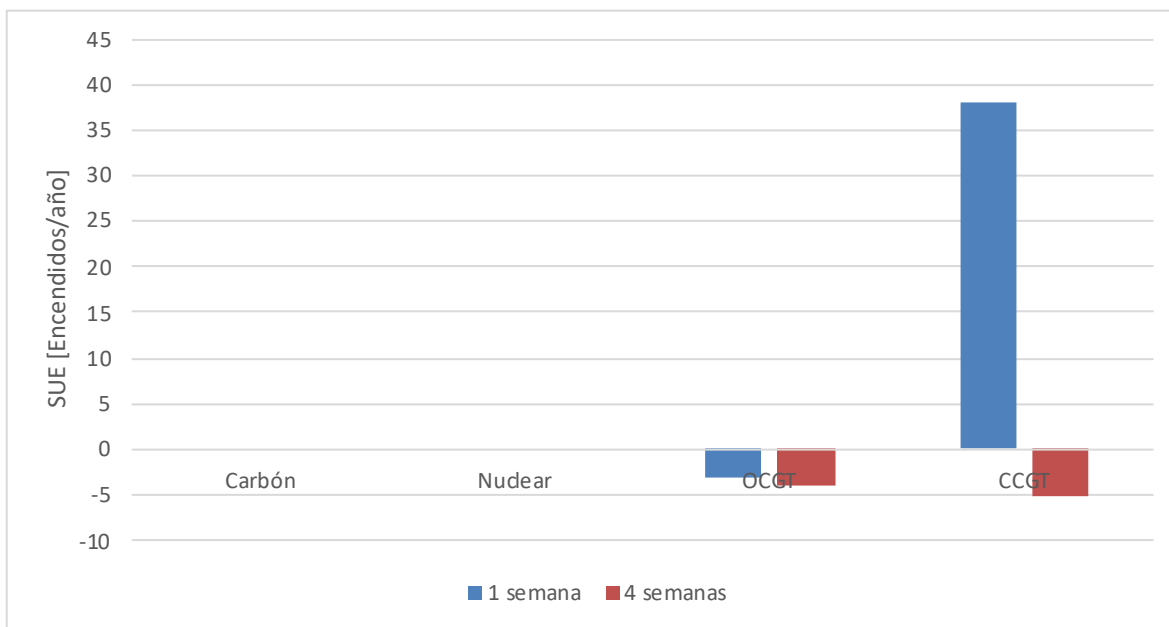


Figura 54 Error en el número de encendidos por año considerando 1 y 4 semanas representativas.

c) Métricas económicas

Capturar correctamente los costos de generación es clave para la evaluación de proyectos de transmisión, puesto que parte importante del análisis se centra en sus aportes a reducción de los costos de operación y falla del sistema. Es por esto, que el uso de métricas sobre aspectos económicos indica si los datos seleccionados representan correctamente los costos operacionales del sistema.

En [103] se estudió el impacto de seleccionar diferentes días con el método de *k-means clusters*. Aquí, una de las métricas para ver la calidad de la aproximación fue la del costo promedio de electricidad y el costo marginal. Así, esta métrica calcula el error entre el valor promedio al utilizar la aproximación de días típicos con los valores promedios de la simulación anual.

La Figura 55 muestra el costo de electricidad y el costo marginal al utilizar 10 días típicos [103]. Según indican en el trabajo, este número de días tiene un error promedio del 1,3% y 1,5% para la métrica de costo promedio de electricidad y costo marginal, respectivamente.

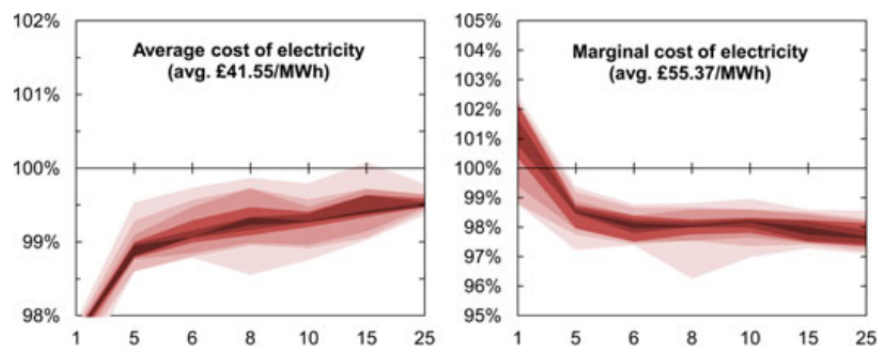


Figura 55 Comparación de los resultados de seleccionar distintos números de días (eje horizontal) con los valores obtenidos de los datos anuales para las métricas de costo promedio de electricidad y costo marginal.

Anexo C DETALLES DEL MODELO ITERATIVO AUSTRALIANO

A continuación, se entregan más detalles del modelo del sistema australiano. En particular se profundiza en el *capacity outlook model* y en el *time sequential model*.

8.1.1 Capacity outlook model

El *Capacity Outlook model* está compuesto de dos modelos operacionales:

- **Single-stage Long-Term Model (SSLT):** Tiene una mirada en el largo plazo (2050). Considera una sola etapa, con poco detalle operacional. La demanda de este modelo es representada a través de un mapeo de los días del mes, utilizando días o semanas representativas, utilizando un mismo perfil renovable para los días *sampleados*. La Figura 56 muestra un ejemplo de esta selección de la demanda en la región de Nueva Gales del Sur. Con estos supuestos, el SSLT se utiliza para: 1) Asignar los límites de emisiones; 2) Estudiar el desarrollo y retirada de generación térmica de gran utilización; 3) Proyectar la construcción y localización de electrolizadores para satisfacer la demanda de hidrógeno en el largo plazo; 4) Identificar posibles proyectos de transmisión a nivel regional e interregional.

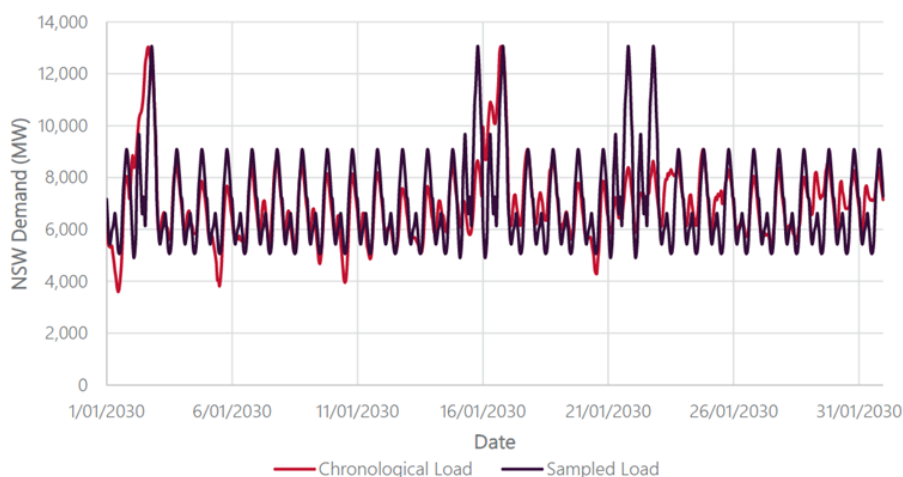


Figura 56 Representación de la demanda utilizando días sampleados en Nueva gales del sur

- **Detailed Long-Term model (DLT):** Cuenta con una representación más granular para capturar la variabilidad renovable, operación de electrolizadores y el valor del almacenamiento y otras centrales en las horas punta. Este modelo cuenta con múltiples etapas que son optimizadas secuencialmente, incluyendo una representación cronológica de cada día. La Figura 57 muestra la granularidad temporal de la demanda, la cual se representa con entre 5 y 8 bloques de distinto largo, dependiendo la hora del día. Este modelo es utilizado para estudiar los costos y beneficios de los escenarios futuros; operación de electrolizadores; proyección de la expansión de generación y almacenamiento, y la planificación de transmisión.

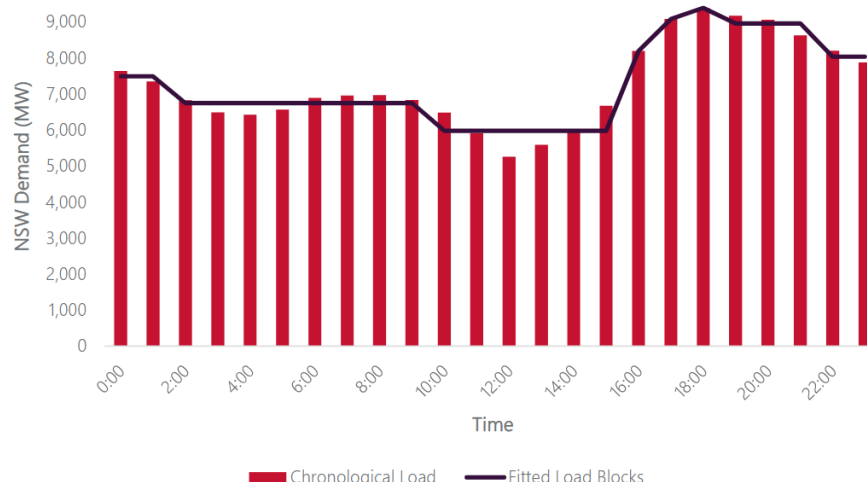


Figura 57 Representación de demanda dividida en bloques de carga en Nueva Gales del Sur

8.1.2 Time sequential model

Este modelo se utiliza para evaluar los estándares de suficiencia y posibles retiros de generadores, estudiar la factibilidad de la generación y transmisión bajo diferentes condiciones dadas por la mayor resolución de las restricciones, buscar congestiones y, con esto, nuevas opciones de aumentos de transmisión, y evalúan límites de transmisión junto a análisis de capacidad térmica y estabildades de voltaje, transitoria y oscilatoria. Este modelo consiste en tres grandes fases:

1. Evaluación proyectada de suficiencia del sistema: Determina los generadores en mantenimiento mientras optimiza la capacidad de reserva en el periodo proyectado. El programa de mantenimiento se pasa a las siguientes fases.
2. Programa de medio plazo: Programa la producción de energía de las plantas con limitaciones anuales (hidroeléctricas, *storage* de gran escala o límites de emisiones). El resultado es un costo de generación que se pasa a la siguiente etapa para guiar el despacho horario.
3. Programa de corto plazo: Resuelve el despacho del sistema horario (o cada media hora) siguiendo las restricciones de demanda y renovables. Se usan simulaciones de MonteCarlo para capturar el impacto del IFOR. Se corren modelos con y sin *unit commitment*.

El *time sequential model* se conecta al SSLT y al DLT según lo que indica la Figura 58. Esta figura muestra mayor detalle de las conexiones entre los distintos modelos. El SSLT le entrega al DLT retiro y desarrollo de generación, costos de gas e indicación de proyectos de transmisión. En un *loop*, el SSLT y el DLT se entregan mutuamente la expansión de la generación renovable para ajustar la demanda neta en cada iteración. Luego, estos modelos le entregan al *time sequential model* los planes de expansión de generación, almacenamiento y transmisión. Por último, el *time sequential model* cierra el *loop* entregándole a los modelos anteriores retiros anticipados de centrales térmicas, límites de generación de las distintas tecnologías y requerimientos de reservas ajustados.

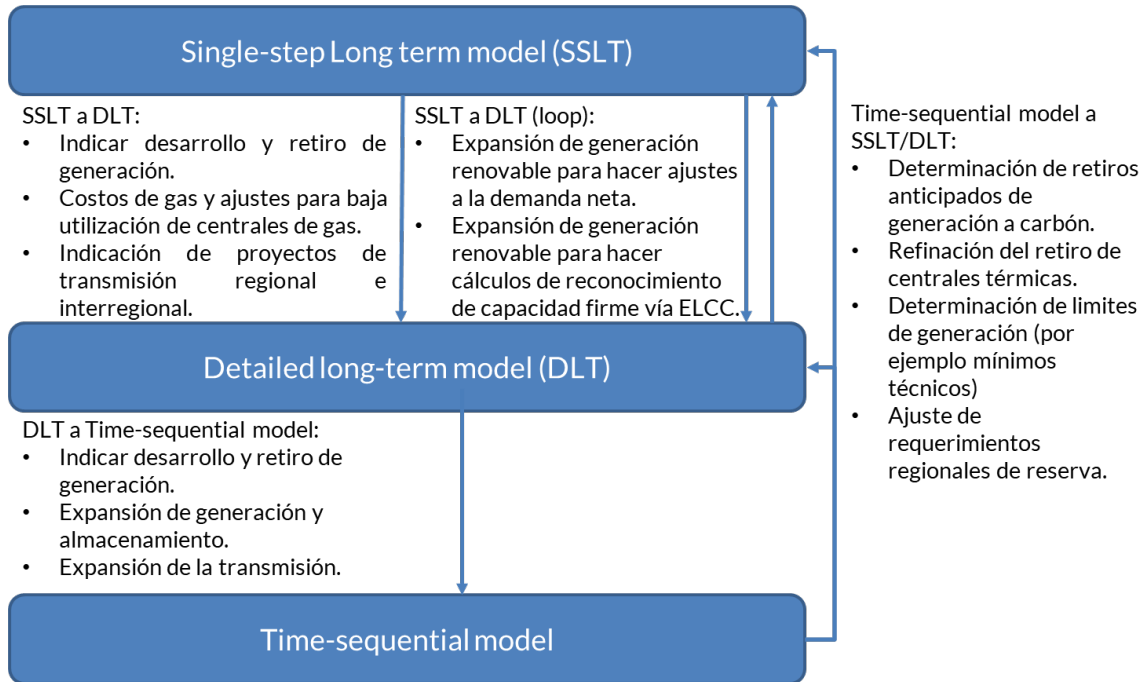


Figura 58 Diagrama detallado de planificación Australiana (adaptado de [106] por SPEC)

(ESTA PÁGINA HA SIDO DEJADA INTENCIONALMENTE EN BLANCO)



Los Militares 5885, of 803, Las Condes
+56 22944 4636
www.spec.cl
www.ameba.cloud

ISCI INSTITUTO
SISTEMAS COMPLEJOS
DE INGENIERÍA

Instituto Sistemas Complejos de la Ingeniería
República 687
Santiago, Chile
www.isci.cl