

PROYECCIÓN DE OFERTA ELÉCTRICA: ESCENARIOS DE GENERACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN

30 de octubre de 2019

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

www.coordinador.cl



CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Definitiva	Juan Carlos Araneda T. – Gerente de Planificación de la Transmisión

REVISORES

Nombre	Cargo
Andrés Guzmán C.	Subgerente de Planificación Eléctrica

AUTORES

Nombre	Cargo
Giovani Bastidas H..	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Francisco Becerra Y.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Miguel Flores R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Patricio Goyeneche R.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Pablo Jerez C.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Manuel Bravo M.	Ingeniero de Planificación Eléctrica
Rodrigo Torres I.	Ingeniero de Planificación Eléctrica

DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario
Definitiva	Enviada a la Comisión Nacional de Energía
	Publicada en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional

CONTENIDO

<u>1</u>	<u>RESUMEN EJECUTIVO</u>	<u>4</u>
<u>2</u>	<u>INTRODUCCIÓN: CONCEPTUALIZACIÓN METODOLÓGICA</u>	<u>5</u>
<u>3</u>	<u>METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DE PLANES DE GENERACIÓN</u>	<u>10</u>
3.1	DESCRIPCIÓN	10
3.2	MODELACIÓN	13
<u>4</u>	<u>ESCENARIOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA</u>	<u>32</u>
4.1	RESUMEN	32
4.2	CONFORMACIÓN DE ESCENARIOS DE LARGO PLAZO	32
4.3	RESULTADOS ETAPA I- OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN	35
4.4	RESULTADOS ETAPA II-OPTIMIZACIÓN INVERSIONES DE GENERACIÓN CON RESTRICCIONES OPERATIVAS.	45
4.5	COMPARACIÓN Y EMPALME DE RESULTADOS ETAPAS I Y II DE OPTIMIZACIÓN	47
4.6	PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN RESULTANTES	50
<u>5</u>	<u>PROYECTOS CON SOLICITUDES DE CONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL</u>	<u>51</u>

1 RESUMEN EJECUTIVO

El ejercicio de la planificación de redes de transmisión supone la necesidad de proyectar el comportamiento de las variables más relevantes en la definición de requerimientos de infraestructura, demanda eléctrica y oferta, de modo de analizar como su interacción gatilla congestiones de las líneas de transmisión y/o otros elementos series que forman la red, de tal manera de anticiparse a estas situaciones y plantear la necesidad de nueva infraestructura.

Sin perjuicio de lo anterior, debido a que los supuestos que se acuerdan a la hora de realizar la proyección de variables no se cumplen a cabalidad o parcialmente, el ejercicio de planificación robusta contempla la creación de escenarios de proyección de demanda y/o oferta, de tal modo que en último término las obras de expansión de la red que se propongan sean aquellas que tengan el mejor desempeño para cada uno de los escenarios propuestos, combinaciones o sensibilizaciones de ellos.

En el marco de la propuesta de expansión de la red de transmisión para el año 2020, el Coordinador Eléctrico Nacional ha realizado una proyección de escenarios de generación que permita posteriormente la planificación robusta. Para esto, ha observado distintas fuentes de información¹, entre ellas la Planificación Energética de Largo Plazo realizada por el Ministerio de Energía, el Informe Técnico de Precio de Nudo elaborado por la Comisión de Energía, y fuentes propias, para la definición de tres escenarios de generación, que en términos globales se presentan en numeral 4.

La metodología utilizada se basa en un proceso de co-optimización generación – transmisión, la cual permita entregar señales de ubicación óptima para los nuevos desarrollos, a la vez que permite cuantificar los recursos de flexibilidad que requiere la red para operar en términos seguros y eficientes ante el ingreso adicional de capacidad a la matriz energética nacional.

Se observa principalmente que, ante una inminente salida de las centrales de carbón, cuyo retiro programado para el próximo quinquenio ya fue acordado entre el Ministerio de Energía y las empresas propietarias de estas unidades, junto con la proyección de los valores de inversión de las centrales de generación en base a energías renovables variables, que en los tres escenarios se proyecta un ingreso de nueva capacidad en torno a los 30.000 [MW] para los próximos 20 años.

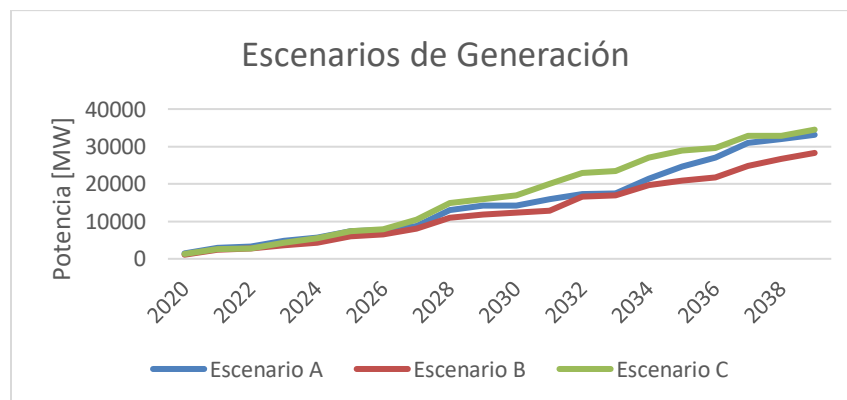


Figura 1-1: Resumen de los Escenarios de Generación.

¹ Detalladas en el numeral 3.2.3. del documento.

2 INTRODUCCIÓN: CONCEPTUALIZACIÓN METODOLÓGICA

La elaboración de los planes de obras de generación, necesarios para satisfacer la demanda de largo plazo, cumple un rol fundamental al momento de evaluar expansiones de la red de transmisión, ya sea para definir el dimensionamiento de proyectos de expansión necesarios en el mediano y largo plazo, como también para dar señales de localización a los proyectos de generación que permitan hacer uso de los recursos energéticos disponibles.

Previo a la Ley 20.936², la planificación convencional de expansión de transmisión se basaba fundamentalmente en la definición de propuestas de expansión de la red que permitían minimizar los costos de inversión en transmisión y los costos totales de operación esperada del sistema, y por consiguiente se determinaban soluciones de transmisión que en general optimizaban sólo los costos de inversión en el sistema de transmisión, a través de la comparación de los casos con y sin proyecto. Por su parte, la elaboración de los planes de generación futuros, utilizados en la planificación de transmisión, consideraba despreciables los costos de inversión en transmisión, y se resolvían cómo un problema desacoplado al de la optimización de proyectos de transmisión, minimizando el costo de desarrollo de proyectos de generación a través de una optimización aproximada del parque generador futuro, utilizando la técnica de estabilizar el costo marginal de largo plazo, al costo de desarrollo de la tecnología más eficiente.

Lo anterior se sustentaba mediante tres aspectos:

- Los proyectos de generación tenían indexado a sus costos de inversión los costos por uso de la red de transmisión, donde se reconocía costos de inversión en esta y señal de localización. Por lo tanto, la señal de optimalidad de inversiones generación-transmisión estaba de manera implícita en la competencia entre desarrolladores de proyectos para adjudicarse contratos de suministros, y por lo tanto, los desarrolladores de proyectos de generación tenía dicho costo de transmisión internalizado dentro de sus evaluaciones.

- En gran parte de los casos, los costos totales de inversión en transmisión eran inferiores al 10% de los costos totales de inversión en un proyecto típico de generación convencional, ya sea porque los costos de desarrollo de proyectos de generación convencional eran cercanos o superiores al doble de los costos actuales de desarrollo de proyectos de generación no-convencional, cómo también porque proyectos que consideraban líneas de transporte para explotar recursos a grandes distancias no lograron del todo materializarse³.

- Realizar la planificación óptima conjunta de inversiones generación – transmisión planteaba grandes desafíos en términos de recursos computacionales, por lo que optimizar el plan de obras de generación a través de la técnica de estabilización del costo marginal de largo plazo al costo de desarrollo de la tecnología más eficiente, representaba una simplificación necesaria.

² La Ley 20.936 entró en vigencia en julio de 2016.

³ Salvo proyectos que involucraban líneas de transmisión de gran envergadura, esto es, sobre 220 kV y distancias superiores a los 250 kilómetros.

Una vez elaborado el plan de obras de generación para simular el comportamiento futuro del sistema eléctrico, se evaluaban los proyectos de transmisión propuestos tomando como base los planes de obras de generación elaborados, y en la mayoría de los casos, el plan de obras de generación elaborado impactaba más en el dimensionamiento de las propuestas de transmisión, que en la propuesta misma de construcción. En otras palabras, gran parte de los proyectos de transmisión que requerían ser decretados para iniciar fase de construcción, tenían su base en requerimientos por crecimiento de la demanda en el mediano plazo, o para dar solución a congestiones de transmisión proyectados en el mediano plazo a consecuencia del desarrollo de proyectos de generación en construcción. En base a lo anterior, el plan de obras de generación mayoritariamente cumplía un rol importante sólo para el dimensionamiento de proyectos, pero en términos generales ocupaba un rol más bien indicativo o referencial al momento de proponer obras de expansión troncal.

Lo anterior, suponía un proceso de planificación de transmisión en algunos casos reactivo, al adaptar la red de transmisión troncal a los proyectos de generación en construcción y los crecimientos de la demanda, lo que, sumado a los tiempos involucrados en el proceso de expansión troncal, podía originar retrasos en la puesta en servicio de obras de transmisión en construcción, y eventualmente congestiones y sobrecostos de operación en el corto y mediano plazo. No obstante, al asumir que el desarrollo privado de la oferta contenía implícitamente una señal de optimización del uso e inversión en la red de transmisión, en términos teóricos, en un mercado de competencia perfecta, la planificación de transmisión con enfoque reactivo implicaba incurrir en sobrecostos desde el punto de operativo, más que a nivel de inversiones.

Considerando que los sobrecostos operativos por congestiones en la red de transmisión no sólo significan encarecer puntualmente la operación del sistema, sino que adicionalmente generan distorsión en el mercado al aumentar los riesgos a las inversiones en el parque generador, el artículo 87° de la Ley 20.936, o nueva ley de transmisión, introdujo el concepto de holguras en la red de transmisión, las que atacarían varios criterios, dentro de los cuales está la búsqueda de promoción del desarrollo de la oferta y de condiciones que faciliten la competencia, con el fin último de minimizar los precios de la energía. En base a lo anterior, uno de los focos de la nueva ley, en el contexto de la planificación de transmisión, consiste en eliminar las barreras de entrada al desarrollo de la oferta de generación, asociadas a las congestiones de transmisión, a través de impulsar un enfoque de planificación proactiva.

Si bien, la Ley 20.936, impulsa la proactividad, el artículo 115° de la misma ley, elimina al parque generador los costos asociados al uso de la red de transmisión, y por consiguiente, elimina en alguna medida la señal de localización de los nuevos desarrollos de oferta de generación, cuando esta se ubique próxima al sistema de transmisión nacional, y por lo tanto, la competencia entre los nuevos desarrolladores de proyectos de generación en este nuevo contexto normativo, debiese reflejar sólo costos competitivos a nivel de inversión y operación en generación, no incluyendo una optimización conjunta generación-transmisión.

Si bien, sustraer los pagos de transmisión al segmento generación supone un avance en la disminución de barreras de entrada al sistema eléctrico, y por lo tanto permite promover la competencia en generación, convergiendo de manera implícita con el criterio b) del artículo 87° de la ley eléctrica. No obstante aquello, dicho artículo de la ley, que promueve holguras en transmisión para incentivar la competencia, tiene como fin último el abastecer los suministros a mínimo precio, lo cual incorpora implícitamente los costos de inversión en transmisión, los que a su vez están incorporados en la tarifa de los usuarios finales. Por lo

tanto, para cumplir con el fin último de dicho criterio de la ley (abastecer los suministros a mínimo precio), la planificación óptima de la expansión de transmisión juega un rol fundamental, y no sólo debe considerar liberar el sistema de transmisión para el desarrollo de la oferta, sino que también debe considerar el proveer señales de localización a los desarrolladores de proyectos de generación, para impulsar el desarrollo de la oferta óptima que minimice los costos totales generación-transmisión, y acercar el precio de suministro al óptimo.

Es por lo anterior, que el enfoque de planificación proactiva de la ley 20.936, en conjunto con la atenuación de la señal de localización⁴ para los desarrolladores de proyectos de generación, introduce un gran desafío a la planificación de transmisión, donde se debe ser riguroso al considerar el concepto de holguras en la red de transmisión, con el fin de que el pago de los usuarios finales no refleje sobrecostos por transmisión asociados a holguras de baja eficiencia económica, o sobrecostos por generación asociados a falta de competencia y/o barreras de entrada de transmisión para el desarrollo de oferta óptima.

Bajo este contexto, con el fin de destinar y dimensionar de manera adecuada las holguras en la red de transmisión, es primordial considerar la optimización conjunta de inversiones de generación-transmisión al momento de proponer obras de expansión de transmisión destinadas a promover la oferta óptima. De esta manera, desarrollar la red de transmisión enfocándose en otorgar factibilidad a la materialización de proyectos de generación que en su conjunto permitiese la reducción de los costos totales de generación y transmisión, permitiría de alguna manera incorporar una señal de localización a la oferta, a través del desarrollo proactivo de la transmisión, y por consiguiente, facilitar el cumplimiento del criterio b) del artículo 87° de la ley.

De esta manera, resulta necesario realizar una optimización conjunta generación-transmisión al momento de definir los planes de obras de generación que impulsarán el desarrollo futuro del sistema de transmisión. Más aún, previo al desarrollo intensivo de las tecnologías renovables, los costos de inversión en transmisión resultaban ser menos significativos en comparación a los costos de inversión en generación, sin embargo, actualmente dichos costos de transmisión tendrían una participación mucho mayor en los costos totales de inversión, pudiendo alcanzar hasta el 50% de los costos totales. Lo anterior, considerando que las tecnologías de generación renovables solar y eólica han disminuido considerablemente sus costos de desarrollo, y los mayores potenciales de dichos recursos, en el caso de nuestro país, se encuentran en zonas distantes a los centros de consumo.

El uso de los modelos de planificación de largo plazo, en base a una optimización conjunta generación-transmisión, permitirá verificar la conveniencia económica de promover el desarrollo de la transmisión para impulsar proyectos de generación con alto potencial renovable pero distantes de los centros de consumo, en comparación con el desarrollo de generación en zonas de menor potencial renovable, pero cercanas a los centros de consumo, lo que puede hacer competitivo el desarrollo de otras tecnologías mejor localizadas a lo largo del sistema nacional.

Adicional a la necesidad de evaluar el desarrollo de la red de transmisión a través de la optimización conjunta de los costos de generación y transmisión, para impulsar el desarrollo de la oferta óptima en

⁴ Se elimina señal de localización en términos de costos de inversión en transmisión, se mantiene sólo en términos de diferencial de costo marginal operativo asociado a pérdidas.

términos de capacidad de transmisión, es también necesario dar factibilidad a la inserción de energías renovables variables (ERV) en términos de seguridad operativa del sistema eléctrico, donde los atributos de flexibilidad del sistema eléctrico existente y futuro juegan un rol fundamental. Es necesario incorporar en los modelos de planificación de transmisión detalles de las restricciones operativas del sistema que permitan dar cuenta de los niveles de flexibilidad con los que se cuenta para incorporar las fuentes ERV, ya sea en términos técnicos, a través del planteamiento explícito de restricciones de seguridad operativa, cómo en términos económicos, a través de los sobrecostos en que incurriría el sistema producto de dichas restricciones.

Al incorporar las variables operativas que representan la flexibilidad del sistema eléctrico en los modelos de planificación de largo plazo, es posible dar señales cuantitativas de los costos en que se incurre por conceptos de flexibilidad, y verificar la conveniencia económica de la inserción de recursos que permitirían aumentar los niveles de flexibilidad del sistema, cómo lo es el caso de almacenamiento en base a baterías para control primario de frecuencia (CPF), otros tipos de almacenamiento o máquinas con alta tasa de toma de carga para control secundario de frecuencia (CSF), condensadores sincrónicos o centrales de base para requerimientos de inercia mínima, y centrales flexibles en términos de ciclaje o almacenamientos para dar complementariedad a las ERV para el abastecimiento seguro de la demanda.

Finalmente, los niveles de incertidumbre de variables relevantes son en general comunes a todos los procesos de planificación. Dentro de estos, existen niveles de incertidumbre considerados de bajo y alto nivel, siendo los de bajo nivel cuantificables en base a modelos probabilísticos (hidrologías, niveles de radiación, viento, etc.), y por ende posibles de abordar en términos metodológicos a través del uso de métricas de las variables de interés, mientras que la incertidumbre de alto nivel no es cuantificable y es difícil de predecir, por lo cual es a su vez compleja de analizar ya que depende de muchos factores, entre ellos, económicos, sociales, tecnológicos, etc. (costos de inversión, costos de combustibles). En este punto es relevante destacar la importancia de incorporar escenarios de expansión que consideren la incertidumbre de alto nivel, como lo es para el caso del costo de inversión de tecnologías de generación, donde las localizaciones de los recursos asociados a distintas tecnologías se encuentran distantes entre sí, y por ende sensibilizaciones en los costos de inversión de las tecnologías podrían resultar en requerimientos de desarrollo de la transmisión radicalmente opuestos. Esto se ve reflejado de manera extrema en el caso de Chile, al considerar sensibilizaciones en los costos futuros de desarrollo de las tecnologías solar y eólica, considerando que los mayores potenciales solares del país se encuentran en la zona norte del país, mientras que los mayores potenciales eólicos se encuentran distribuidos a lo largo del país, existiendo un alto potencial en la zona sur. Por lo anterior, es necesario incorporar herramientas de planificación robusta para el manejo de incertidumbre de alto nivel en los procesos de la planificación de la transmisión, más aun, considerando que dicha incertidumbre puede afectar diametralmente el desarrollo óptimo de la red de transmisión.

Se debe destacar que la incorporación de la incertidumbre de alto nivel en los modelos de planificación significa un gran desafío, ya que no hay convergencia en la literatura respecto a la forma óptima de realizar la planificación robusta.

Teniendo todos los argumentos ya planteados, en el siguiente numeral se presenta una metodología para la determinación de los planes de generación, que considera como base lo siguiente:

- La optimización conjunta generación-transmisión para la propuesta de los planes de obras de generación y posterior evaluación de propuestas de transmisión, con lo cual se incorporaría de manera implícita la señal de localización en generación, y de esta forma, promover o impulsar el desarrollo de la oferta óptima a través del desarrollo de la transmisión.
- La incorporación de restricciones operativas en el modelo de optimización de la generación, con el fin de cuantificar niveles de flexibilidad, identificar niveles de factibilidad técnica de inserción de ERV, y evaluar económicamente posibles requerimientos de flexibilidad que permitirían aumentar los niveles de inserción factible de ERV.

De esta manera, es posible incorporar los criterios de planificación del artículo 87° de la ley eléctrica, en la planificación de expansión de la red de transmisión, estableciendo las holguras necesarias para promover la oferta y facilitar la competencia, pero sin perder de vista el fin último de minimizar los precios de suministro.

3 METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DE PLANES DE GENERACIÓN

3.1 DESCRIPCIÓN

De acuerdo a lo indicado en el numeral 2, la metodología para la elaboración de planes de obras de generación, se basa en:

- La optimización conjunta de inversiones generación-transmisión.
- La incorporación de las restricciones operativas de corto plazo en los modelos de expansión.
- Las simulaciones con mayor nivel de detalle de la operación de largo plazo del sistema.

Para abordar estos puntos, la manera ideal de realizar la optimización considera incorporar todas las variables mencionadas dentro de un mismo planteamiento, esto es, incorporar variables enteras de inversión generación-transmisión, coordinación hidrotérmica, modelo completo de la red de transmisión, y modelación de restricciones operativas del sistema con variables enteras, lo que se traduce en un problema de programación entera mixta con acoplamiento temporal de variables, estocástico, y con un número elevado de variables en cada etapa del horizonte de planificación. Lo anterior, es posible de plantear de manera teórica, pero introduce elevados requerimientos computacionales, y por lo tanto, en la práctica es poco factible de implementar, ya sea por los excesivos tiempos de convergencia, como por la necesidad de requerir recursos computacionales excesivos, y de modelos matemáticos aún no introducidos en software disponibles en el mercado. En este último punto, se debe destacar que existen teóricamente modelaciones que linealizan la incorporación de líneas AC como variable de decisión de inversión en el problema MIP⁵, no obstante, dicha linealización necesaria para plantear de manera más representativa la planificación de inversiones en transmisión no está disponible en la programación de las herramientas estándar que dispone el Coordinador y sólo estaría incorporada en modelos usados en artículos académicos, por lo que en la práctica la incorporación de alternativas de expansión de transmisión como variable de inversión en la herramienta que dispone el Coordinador para la optimización de inversiones, sólo está disponible a través de un modelo de línea DC que no modifica la matriz de admitancia en el horizonte de planificación⁶. Adicionalmente, la coordinación hidrotérmica haciendo uso de la metodología clásica SDDP⁷, no permite la incorporación explícita de variables de inversión o variables de operación enteras, al menos en su forma conceptual original, y por consiguiente, no está disponible actualmente en su forma clásica en las herramientas utilizadas por el Coordinador para la optimización de inversiones⁸. La metodología ideal planteada para resolver el problema de optimización conjunto generación-transmisión se presenta de manera esquemática en la Figura 3-1.

En base a lo anterior, para poder abordar el problema de optimización conjunta generación-transmisión, con todas las consideraciones indicadas en el primer párrafo, es necesario plantear una metodología que permita relajar en alguna medida el problema de optimización, pero al mismo tiempo abordar los puntos relevantes mencionados. Para lograr el fin anterior, se proponen dos etapas, en la cual la primera permite evaluar la optimización conjunta generación-transmisión, relajando las restricciones operativas de corto plazo, y la segunda etapa permite evaluar las restricciones operativas de corto plazo, pero sin considerar

⁵ MIP: Mixed Integer Programming (o Programación Entero Mixta, según su sigla en inglés).

⁶ Modelación DC para líneas consideradas como variables de inversión en el modelo PLEXOS.

⁷ SDDP: Stochastic Dual Dynamic Programming o (Programación Dinámica Dual Estocástica, según su sigla en inglés).

⁸ Si es factible incorporar dichas variables al resolver la coordinación hidrotérmica a través de la metodología "Scenario Wise Decomposition", técnica internalizada en el modelo PLEXOS.

restricciones de transmisión. De esta manera, en la primera etapa se incorpora la señal de localización y/o el costo de inversión en transmisión a las decisiones de inversión en generación, y en la segunda se incorpora la señal de requerimiento de flexibilidad del sistema y la factibilidad de los niveles de inserción de ERV. Lo anterior se presenta de manera esquemática en la Figura 3-2.

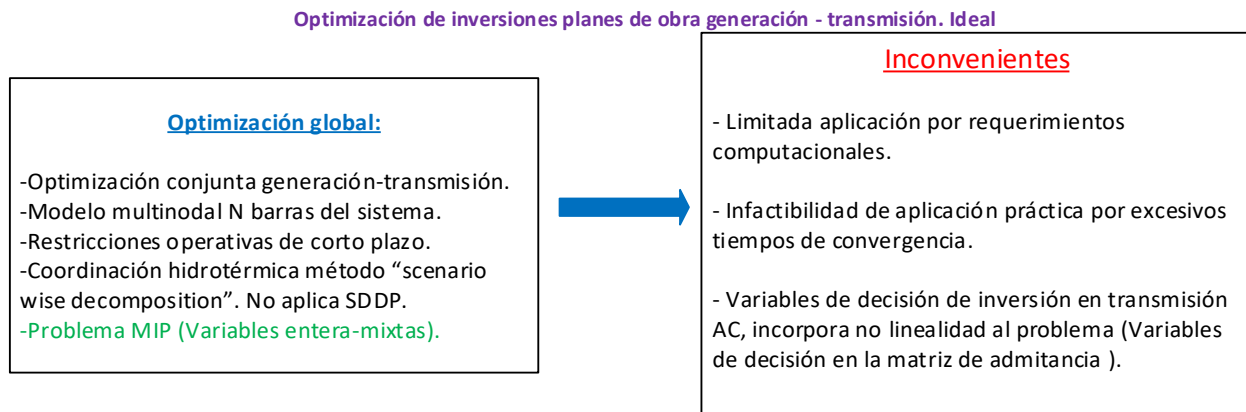


Figura 3-1: Modelo ideal de optimización de inversiones generación-transmisión.

Etapas I-Optimización conjunta generación-transmisión: Se utiliza un modelo multinodal, que considera una red de transmisión reducida, las restricciones más relevantes de transmisión por criterio de seguridad N-1, pero no considera restricciones operativas de corto plazo de manera explícita. Las alternativas de expansión de transmisión se consideran como líneas DC para dar factibilidad a la incorporación de variables de decisión en la inversión de transmisión, sin afectar la linealidad del problema de optimización. Esta etapa permite verificar la optimalidad generación-transmisión, reconociendo los costos de transmisión al momento de optimizar el plan de obras de generación, y por lo tanto agregando señal de localización.

Etapas II-Optimización inversiones de generación: Se utiliza un modelo uninodal de la red de transmisión, pero se incorporan explícitamente las restricciones operativas de corto plazo con variables de decisión enteras, entre dichas restricciones destacan: mínimos técnicos, tiempos mínimos de operación, costos de encendido para centrales con alto ciclaje (motivo de la inserción de ERV), restricciones dinámicas de requerimientos de CPF y CSF⁹, inercias mínimas acopladas al CPF. Esta etapa permite verificar los niveles óptimos factibles de inserción de ERV en base a los niveles de flexibilidad del parque existente, y adicionalmente dar señales económicas a la flexibilidad para optimizar la inserción de recursos que permiten proveer flexibilidad adicional al sistema eléctrico, en la medida que en su conjunto con la inserción de ERV, igualmente permitan disminuir los costos totales de inversión y operación del sistema. En esta etapa se incorporan alternativas de inversión que permitan proveer flexibilidad, ya sea a través de almacenamientos o centrales que permitan incorporar complementariedad con las fuentes de ERV para suministrar la demanda, o que aumenten los niveles de flexibilidad necesarios para mitigar restricciones operativas de corto plazo, como es el caso de baterías para reducción de inercia mínima necesaria y mejoras al CPF, condensadores síncronos o centrales de base para el aumento de inercia, y almacenamientos o centrales con alta tasa de toma de carga para CSF.

⁹ CPF: Control primario de frecuencia / CSF: Control secundario de frecuencia.

Optimización de inversiones planes de obra generación - transmisión.
Metodología aplicada.

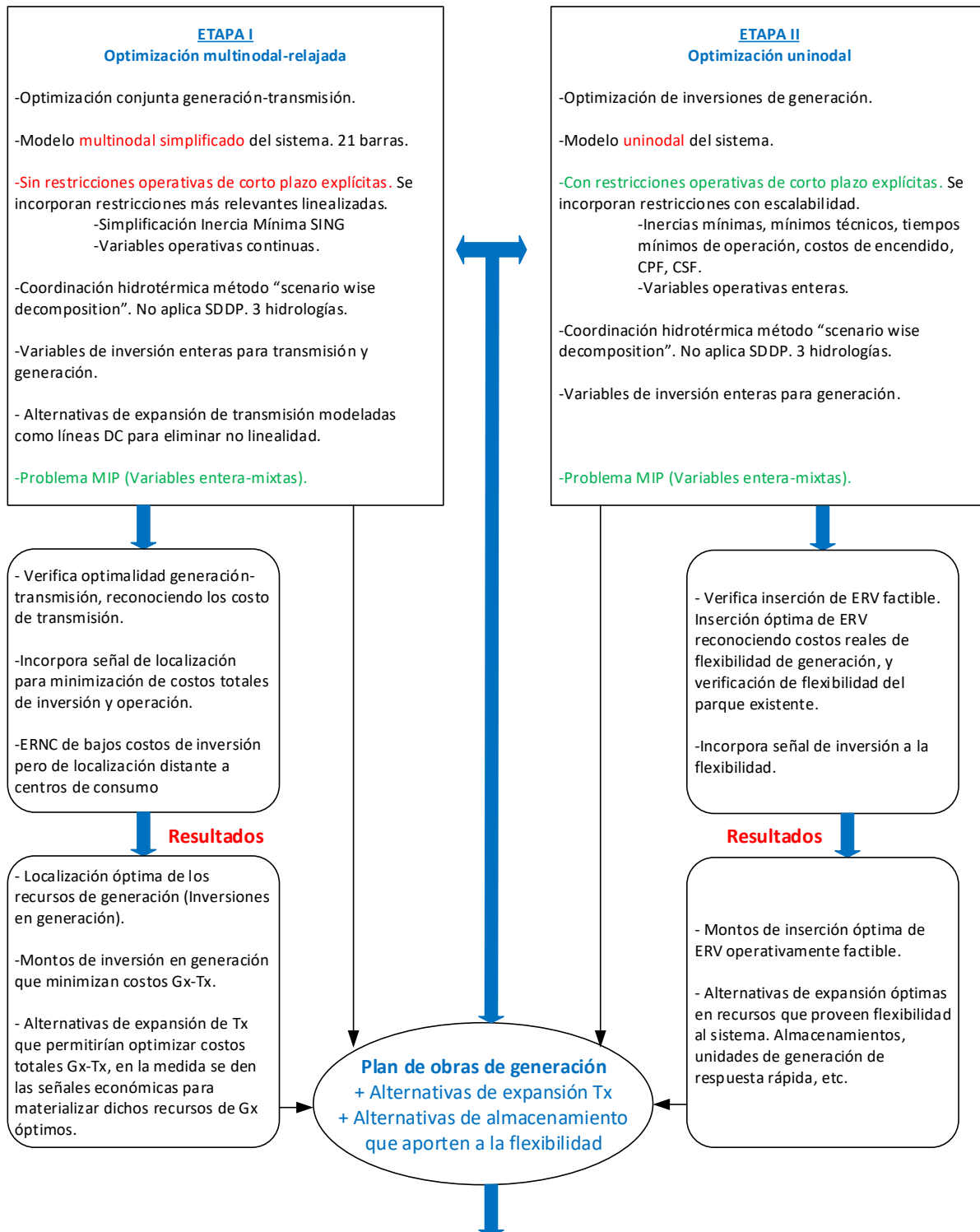


Figura 3-2: Metodología para la determinación de planes de generación.

3.2 MODELACIÓN

En la sección 3.1 se introdujo la metodología utilizada, donde se presentó en forma general las variables que deben ser incorporadas en los modelos de optimización utilizados para la planificación de largo plazo. En este contexto, la metodología propuesta para abordar los desafíos de la planificación de transmisión consta de varias etapas de optimización, donde cada una incluye una modelación de las variables más relevantes y necesarias a incorporar en los modelos, con el fin de dar cuenta de los atributos que se pretenden cuantificar. En base a lo anterior, en esta sección se presentan detalles de la modelación utilizada en las etapas de optimización I, II. La justificación de cada etapa, y los atributos que se pretenden cuantificar y optimizar en cada una de ellas se presentaron en las secciones de motivación y descripción metodológica, por lo que en esta sección sólo se presentará en detalle cómo se realizó la modelación del sistema para cada una de estas etapas, con el fin de no redundar la información presentada previamente.

3.2.1 ETAPA I: OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN

En esta etapa se considera un modelo multinodal simplificado de la red de transmisión, que considera 21 barras representativas del sistema de transmisión nacional. En él, las líneas de transmisión equivalente modeladas no representan de manera exacta las impedancias del conjunto de líneas paralelas del sistema de 500 y 220 kV enmallado, sino que más bien consideran en general las impedancias del sistema de 500 kV, pero en términos de capacidades de transmisión si consideran las capacidades asociadas al cumplimiento del criterio de seguridad N-1, y la distribución de flujos conjunta entre el sistema de 220 kV y 500 kV. En base a lo anterior, las capacidades de transmisión presentadas para cada tramo son en general superiores a las capacidades de los tramos de 500 kV asociadas al cumplimiento del criterio de seguridad N-1, debido a que para dicha condición límite el sistema de 220 kV paralelo permite el transporte de potencia, aumentando la capacidad de transporte del tramo equivalente por sobre la capacidad del sistema de 500 kV. Se debe destacar que en general, los límites de transmisión del sistema de 500 kV por criterio de seguridad N-1 se alcanzarían antes que los del sistema de 220 kV, debido a la menor impedancia equivalente que presenta el sistema de 500 kV paralelo, a pesar de disponer de menor capacidad de transporte. En la Tabla 3-1 se presentan las capacidades e impedancias utilizadas para modelar la red de transmisión reducida en el contexto de la optimización conjunta generación-transmisión, mientras que en la Figura 3-3 se presenta un diagrama unilineal simplificado de la red utilizada.

Adicionalmente, la restricción de corto plazo referente a la inercia mínima del sistema eléctrico del norte grande, requerida para evitar fenómenos de inestabilidad angular ante desconexiones de bloques de generación, se incorporó de manera simplificada y linealizada en la modelación, por considerarse una restricción operativa de alta relevancia para el sistema y que significa un uso base mínimo del sistema de 500 kV al sur de S/E Los Changos al momento de considerar la máxima inserción de ERV proveniente del sistema del norte grande.

Por otra parte, la coordinación hidrotérmica fue modelada a través de la metodología “scenario wise decomposition”, disponible para poder incorporar restricciones operativas con variables enteras en modelos implementados para la planificación de largo plazo, considerando además 3 series hidrológicas representativas para hacer factible la incorporación de la variabilidad hidrológica desde el punto de vista computacional.

En lo que se refiere a la modelación de las alternativas de expansión de transmisión, éstas fueron modeladas como líneas DC, evitando la no linealidad de la matriz de admitancia al incorporar como variables de decisión inversiones en la red de transmisión, para el caso del modelo PLEXOS que no tiene incorporada la linealización de alternativas AC como variables de inversión en su modelo de optimización, tal como se indicó en la sección 3.1. Los costos de inversión y detalles de las capacidades de las alternativas de expansión se presentan en la Tabla 3-2: Costos de inversión y capacidades de transmisión de alternativas de expansión consideradas para la optimización conjunta generación-transmisión. Tabla 3-2 y la Figura 3-4.

Líneas utilizados en red de transmisión reducida para optimización de inversiones conjunta generación-transmisión						
Líneas modeladas red reducida	Tensión [kV]	Nodo A	Nodo B	Capacidad Máxima N-1 [MW]	Resistencia [pu]	Reactancia [pu]
Alto Jahuel 500 Opt->Ancoa 500 Opt	500	Alto Jahuel 500 Opt	Ancoa 500 Opt	4000	0.000625	0.003325
Ancoa 500 Opt->Charrua 500 Opt	500	Ancoa 500 Opt	Charrua 500 Opt	3000	0.001	0.0043
Charrua 500 Opt->Rio Malleco 500 Opt	500	Charrua 500 Opt	Rio Malleco 500 Opt	2250	0.00139	0.13735
Ciruelos 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	500	Ciruelos 500 Opt	Pichirropulli 500 Opt	2000	0.0008	0.0079
Cumbre 500 Opt->Nueva Cardones 500 Opt	500	Cumbre 500 Opt	Nueva Cardones 500 Opt	2090	0.00105	0.00482
Kimal 220 Opt->Andes 220 Opt	220	Kimal 220 Opt	Andes 220 Opt	580	0.0917	0.0152
Kimal 220 Opt->Los Changos 220 Opt	220	Kimal 220 Opt	Los Changos 220 Opt	900	0.06198	0.01033
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt	500/220	Kimal 500 Opt	Kimal 220 Opt	750	0.00066	0.0066
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt	500	Kimal 500 Opt	Los Changos 500 Opt	1590	0.00075	0.009
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt	500	Lo Aguirre 500 Opt	Alto Jahuel 500 Opt	1880	0.000204	0.00236
Los Changos 220 Opt->Andes 220 Opt	220	Los Changos 220 Opt	Andes 220 Opt	500	0.055	0.009
Los Changos 500 Opt->Los Changos 220 Opt	500/220	Los Changos 500 Opt	Los Changos 220 Opt	1500	0.00044	0.00444
Los Changos 500 Opt->TalTal 500 Opt	500	Los Changos 500 Opt	TalTal 500 Opt	1500	0.001359	0.004924
Nueva Cardones 500 Opt->Nueva Maitencillo 500 Opt	500	Nueva Cardones 500 Opt	Nueva Maitencillo 500 Opt	2368	0.00059	0.00717
Nueva Maitencillo 500 Opt->Nueva Pan de Azucar 500 Opt	500	Nueva Maitencillo 500 Opt	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	2375	0.0009	0.00513
Nueva Pan de Azucar 500 Opt->Polpaico 500 Opt	500	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	Polpaico 500 Opt	2500	0.0017	0.0101
Nueva Puerto Montt 500 Opt->Nueva Ancud 500 Opt	500	Nueva Puerto Montt 500 Opt	Nueva Ancud 500 Opt	1900	0.001	0.0126
Pichirropulli 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt	500	Pichirropulli 500 Opt	Nueva Puerto Montt 500 Opt	2000	0.00129	0.016
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt	500	Polpaico 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt	1880	0.000148	0.00172
Pozo Almonte 220 Opt->Kimal 220 Opt	220	Pozo Almonte 220 Opt	Kimal 220 Opt	650	0.0080075	0.035445
Rio Malleco 500 Opt->Ciruelos 500 Opt	500	Rio Malleco 500 Opt	Ciruelos 500 Opt	2000	0.0025	0.0088
TalTal 500 Opt->Cumbre 500 Opt	500	TalTal 500 Opt	Cumbre 500 Opt	1500	0.00086	0.00312

Tabla 3-1: Parámetros de la red de transmisión modelada.

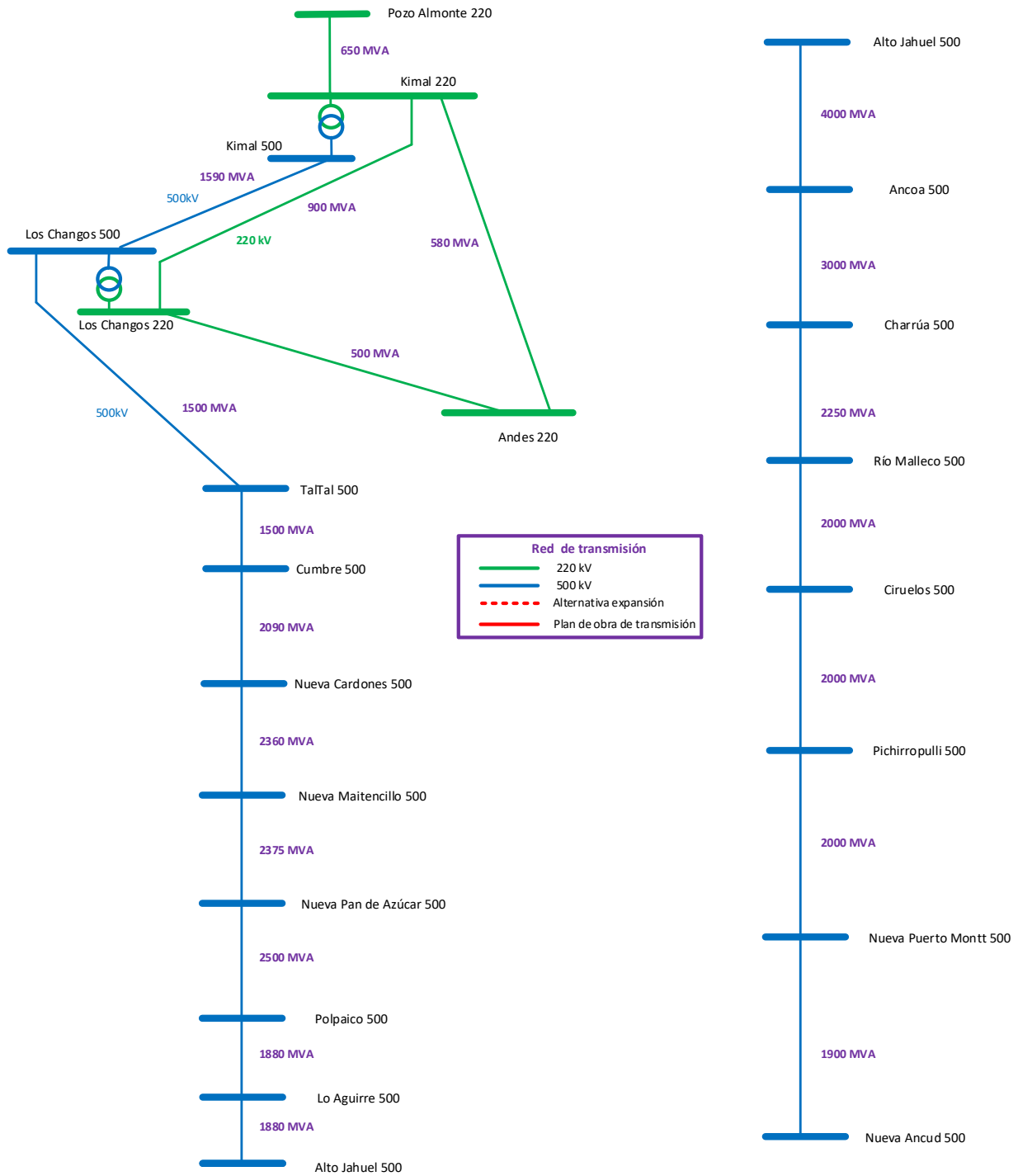


Figura 3-3: Red de transmisión reducida, utilizada en el modelo de co-optimización generación-transmisión.

Alternativas de Expansión					
Líneas Evaluadas	Tensión [kV]	Costo de Inversión [MMUSD]	Flujo Máximo [MW]	Nodo A	Nodo B
Alto Jahuel 500 Opt->Charrua 500 Opt	500	760	2000	Alto Jahuel 500 Opt	Charrua 500 Opt
Alto Jahuel 500 Opt->Nueva Ancud 500 Opt	500	1050	2000	Alto Jahuel 500 Opt	Nueva Ancud 500 Opt
Alto Jahuel 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt	500	960	2000	Alto Jahuel 500 Opt	Nueva Puerto Montt 500 Opt
Alto Jahuel 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	500	910	2000	Alto Jahuel 500 Opt	Pichirropulli 500 Opt
Charrua 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	500	270	2000	Charrua 500 Opt	Pichirropulli 500 Opt
Kimal 220 Opt->Andes 220 Opt II	220	105	700	Kimal 220 Opt	Andes 220 Opt
Kimal 220 Opt->Los Changos 220 Opt II	220	75	700	Kimal 220 Opt	Los Changos 220 Opt
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt II	500/220	75	2500	Kimal 500 Opt	Kimal 220 Opt
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt	500	1350	2000	Kimal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	500	1350	2000	Kimal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt III	500	2000	4000	Kimal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt IV	500	1650	3000	Kimal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt	500	1350	2000	Kimal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt II	500	1350	2000	Kimal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt III	500	2000	4000	Kimal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt IV	500	2000	4000	Kimal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Kimal 500 Opt->TalTal 500 Opt	500	300	4000	Kimal 500 Opt	TalTal 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt II	500	50	2500	Lo Aguirre 500 Opt	Alto Jahuel 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt III	500	50	2500	Lo Aguirre 500 Opt	Alto Jahuel 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Charrua 500 Opt	500	760	2000	Lo Aguirre 500 Opt	Charrua 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Nueva Ancud 500 Opt	500	1050	2000	Lo Aguirre 500 Opt	Nueva Ancud 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt	500	960	2000	Lo Aguirre 500 Opt	Nueva Puerto Montt 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	500	910	2000	Lo Aguirre 500 Opt	Pichirropulli 500 Opt
Los Changos 220 Opt->Andes 220 Opt II	220	100	700	Los Changos 220 Opt	Andes 220 Opt
Los Changos 500 Opt->Los Changos 220 Opt II	500/220	75	2500	Los Changos 500 Opt	Los Changos 220 Opt
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	500	50	2500	Polpaico 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt III	500	50	2500	Polpaico 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt	500	1150	2000	TalTal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	500	1150	2000	TalTal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt III	500	1730	4000	TalTal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt IV	500	1430	3000	TalTal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
TalTal 500 Opt->Polpaico 500 Opt	500	1150	2000	TalTal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
TalTal 500 Opt->Polpaico 500 Opt II	500	1150	2000	TalTal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
TalTal 500 Opt->Polpaico 500 Opt III	500	1730	4000	TalTal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
TalTal 500 Opt->Polpaico 500 Opt IV	500	1430	3000	TalTal 500 Opt	Polpaico 500 Opt

Tabla 3-2: Costos de inversión y capacidades de transmisión de alternativas de expansión consideradas para la optimización conjunta generación-transmisión.

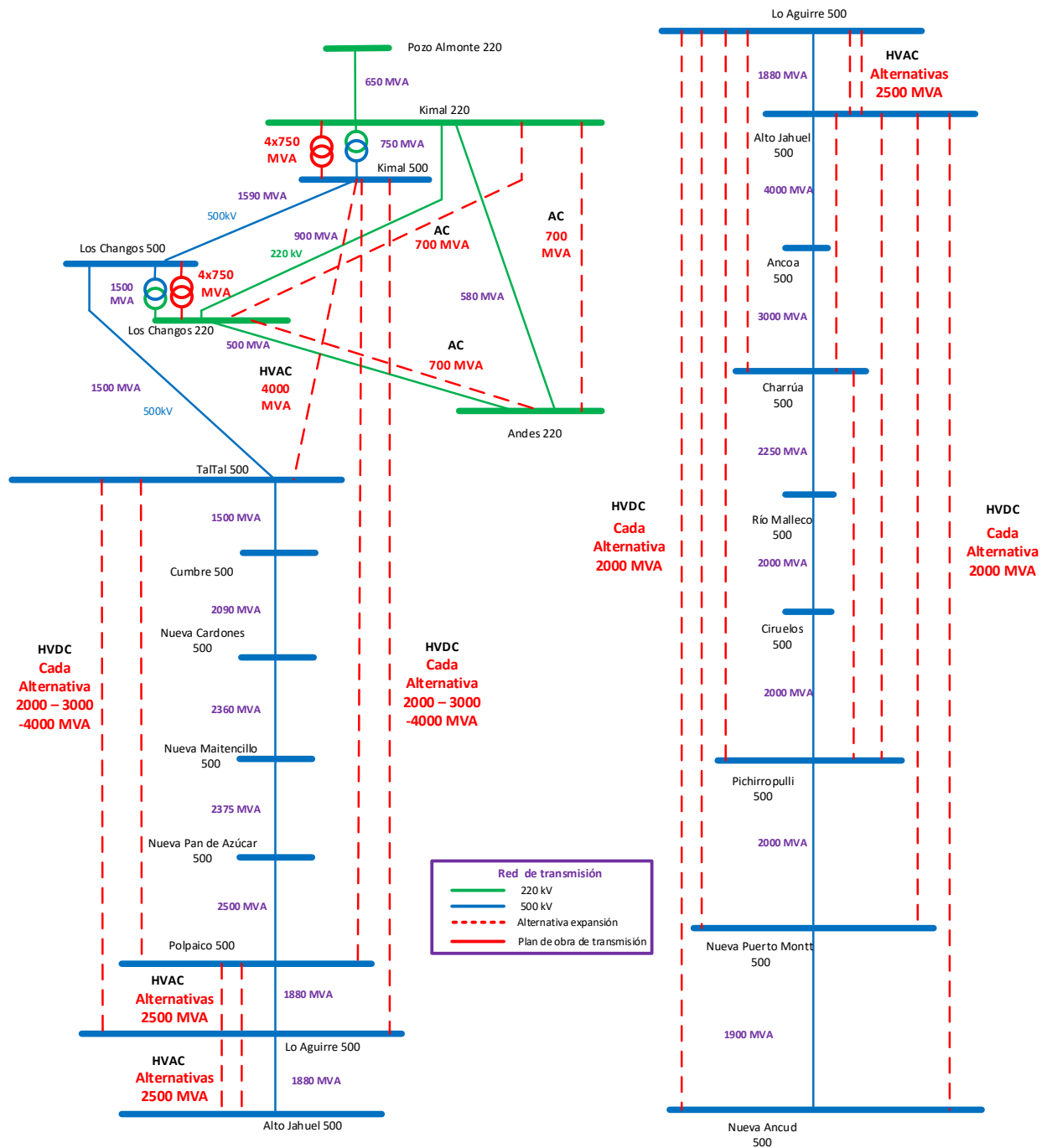


Figura 3-4: Costos de inversión y capacidades de transmisión de alternativas de expansión consideradas para la optimización conjunta generación-transmisión.

3.2.2 ETAPA II: OPTIMIZACIÓN INVERSIONES DE GENERACIÓN CONSIDERANDO RESTRICCIONES OPERATIVAS

En esta etapa se considera un modelo uninodal de la red de transmisión para optimizar las inversiones en generación, pero incorporando restricciones operativas de corto plazo. Dichas restricciones operativas son representadas con variables de decisión enteras en el problema de optimización, adicionales a las variables enteras de inversión asociadas a la optimización del parque generador. Dicha modelación de restricciones operativas considera un escalamiento de la operación diaria al tamaño de las etapas del horizonte de planificación. En esta etapa de optimización, al considerar etapas mensuales de 5 bloques de demanda, cada etapa emularía un día típico mensual de operación, modelado a través de 5 bloques, lo que sugiere escalar consecuentemente los costos de encendido de unidades y los tiempos mínimos de operación de unidades. Si bien lo anterior es una simplificación de las restricciones operativas, permite hacer factible, desde el punto de vista computacional, la incorporación simplificada de dichas restricciones operativas en el modelo de inversiones de generación, y por ende cuantificar la flexibilidad necesaria para la inserción de ERV.

Las restricciones operativas modeladas en esta etapa de optimización son las siguientes:

- Mínimos técnicos.
- Tiempos mínimos de operación de centrales térmicas.
- Costos de encendido para centrales con alto ciclaje por motivo de la inserción de ERV.
- Restricciones dinámicas de requerimientos de CPF, CSF y rampa.
- Inercias mínimas acopladas a las restricciones de CPF.

3.2.2.1 Mínimos técnicos

Los mínimos técnicos se incorporaron en la modelación a partir de la opción de restricciones de variables enteras para el parque generador en el software de planificación disponible, por lo que no fue necesario incorporar una formulación adicional al modelo. Los mínimos técnicos utilizados corresponden a los datos informados al Coordinador para las centrales existentes, mientras que para el caso de nuevas unidades, fueron estimados con base en los valores de referencia para la tecnología.

3.2.2.2 Tiempos mínimos de operación

Los tiempos mínimos se incorporaron en la modelación a partir de la opción de restricciones de variables enteras para el parque generador en el software de planificación disponible, por lo que no fue necesario incorporar una formulación adicional al modelo para incorporar dicha modelación. No obstante, los tiempos mínimos utilizados representan un escalamiento de los tiempos mínimos reales, ya que, en la formulación de largo plazo, un intervalo de tiempo mensual representa, en términos de bloques, a un día de operación. Los tiempos mínimos de operación utilizados corresponden a los datos informados al Coordinador para las centrales existentes, mientras que para el caso de nuevas unidades, fueron estimados con base a valores de referencia para la tecnología.

3.2.2.3 Costos de encendido para centrales con alto ciclaje motivo de la inserción de ERV

Los costos de encendido fueron incorporados sólo en centrales en base a GNL de la zona norte del sistema, y estos representan un escalamiento de los costos de encendido reales, ya que, en la formulación de largo plazo, un intervalo de tiempo mensual representa en términos de bloques a un día de operación. Una modelación más detallada de dichos costos será incorporada en futuros procesos de planificación.

3.2.2.4 Modelación de requerimientos dinámicos de inercia

- Formulación

Con el fin de disponer de una cuantificación de los requerimientos reales mínimos de inercia para el sistema, se requiere tener conocimiento de la frecuencia mínima bajo la cual dicho sistema puede perder la estabilidad, o de manera más conservadora mitigue la operación de escalones de desconexión de carga por baja frecuencia. En el primer caso, si el límite de inercia estuviese fijado por los márgenes de estabilidad del sistema, sería necesario realizar los cálculos de los niveles de estabilidad del sistema para distintos estados de operación, lo que desde el punto de vista de modelación sería bastante complejo de predecir a través de una formulación. No obstante, existen restricciones operativas a nivel de norma técnica, bajos los cuales se indican los niveles de frecuencia mínima admisible para el sistema ante desconexiones de generación, con el fin de evitar la operación de los esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia. Lo anterior, si bien representa una restricción forzada a los niveles mínimos de frecuencia admisible, es a su vez un criterio conservador que permite operar en forma segura el sistema. Bajo este contexto, en el cual se fija el límite mínimo permitido de frecuencia para desconexiones de generación, es posible cuantificar en alguna medida los requerimientos de inercia mínima bajo los cuales no se traspase dicho umbral de frecuencia. Sin perjuicio de lo anterior, dichos requerimientos de inercia serán variables en función de las unidades de generación disponibles para brindar el control primario de frecuencia, y serán mayores en la medida que se disponga de un parque de respuesta lenta, en comparación con los requerimientos de inercia para un parque de generación que brinda respuesta rápida para el control primario de frecuencia.

Lo anterior, motivó en primer lugar a modelar de manera simplificada la funcionalidad entre los niveles de inercia, la tasa de respuesta de las unidades de generación y la frecuencia mínima admisible. Para obtener dicha funcionalidad, se utilizó la relación dinámica de la variación de la frecuencia con la potencia, la cual se presentan en la expresión (1).

$$\Delta P_m - \Delta P_L = 2H \frac{d\Delta\omega}{dt} + D\Delta\omega \quad (1)$$

ΔP_m : Variación de la potencia mecánica (pu)

ΔP_L : Variación de la potencia eléctrica (pu)

H : Constante de inercia (s)

D : Constante de damping (pu)

$\Delta\omega$: Variación de la frecuencia (pu)

Considerando una aproximación conservadora, en donde se desprecian las variaciones de la demanda con la frecuencia, dicha expresión se simplifica y permite obtener una relación simple de la variación de la

frecuencia en función del tiempo para un desbalance fijo entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica.

$$\Delta P_m - \Delta P_L = 2H \frac{d\Delta\omega}{dt} \quad (2)$$

Con lo que si se asume una desconexión neta de generación $\Delta P_E = \Delta P_L$ se tiene que $\Delta P_m = 0 \rightarrow \Delta P_m - \Delta P_L = -\Delta P_E$, y se puede obtener la siguiente expresión en función del tiempo, donde ΔP_L representa la desconexión neta de generación.

$$\Delta\omega_1 = -\frac{\Delta P_E}{2H} \cdot t_1 \quad (3)$$

Luego dicha expresión es válida sólo durante el tiempo de banda muerta del control primario de frecuencia, donde los gobernadores de las unidades no actúan para recuperar la frecuencia. No obstante, una vez pasa este tiempo, la frecuencia sigue decayendo hasta que el control primario reestablece el equilibrio de potencia eléctrica y mecánica. En base a lo anterior, como simplificación se considerará una tasa de toma de carga constante para la respuesta del control primario de frecuencia para cuantificar en alguna medida la relación entre la caída máxima de frecuencia, y las tasas de respuesta del control primario. En base a lo anterior, se asume:

$$\Delta P_{CPF} = C_{gov} \cdot t_2 \quad (4)$$

Luego se tiene que $\Delta P_m - \Delta P_L = \Delta P_{CPF} - \Delta P_E$, con lo que:

$$C_{gov} \cdot t - \Delta P_E = 2H \frac{d\Delta\omega}{dt} \quad (5)$$

En base a lo anterior, se tiene que :

$$\Delta\omega_2 = \frac{1}{4H} C_{gov} \cdot t_2^2 - \frac{\Delta P_E}{2H} \cdot t_2 \quad (6)$$

Considerando que t_1 representa el intervalo de tiempo entre el comienzo de la desconexión de generación, y t_2 el tiempo en el intervalo de tiempo en que comienza la respuesta del control primario de frecuencia.

Asumiendo que el tiempo de la banda muerta es fijo, el primer intervalo de caída de frecuencia estaría dado por:

$$\Delta\omega_{1bm} = -\frac{\Delta P_E}{2H} \cdot t_{bm} \quad (7)$$

Luego, considerando que el control primario de frecuencia reestablece el balance de potencia en un intervalo t_{CPF} , se tiene que en dicho instante se alcanza la caída máxima de frecuencia, antes de que

comience el restablecimiento de la frecuencia. Por consiguiente, a partir de (4) se tiene que en dicho instante, se equipara la variación de potencia del control primario, con la potencia neta desconectada, ya que se asumió despreciable la variación de la carga con la frecuencia:

$$\Delta P_{CPF} = C_{gov} \cdot t_{CPF} = \Delta P_E \quad (8)$$

Luego utilizando la expresión (6), para el instante de tiempo t_{CPF} en que se reestablece la potencia, se tiene que:

$$\Delta \omega_{2cpf} = \frac{1}{2H} C_{gov} \cdot t_{CPF}^2 - \frac{\Delta P_E}{2H} \cdot t_{CPF} \quad (9)$$

y al combinar dicha expresión, con la expresión (8), se tiene que:

$$\Delta \omega_{2cpf} = \frac{\Delta P_E}{4H} \cdot t_{CPF} - \frac{\Delta P_E}{2H} \cdot t_{CPF} = -\frac{\Delta P_E}{4H} \cdot t_{CPF} \quad (10)$$

Finalmente, se tiene que la excursión máxima de frecuencia estaría dada por la suma de las variaciones de frecuencia durante el tiempo de la banda muerta, con la variación de frecuencia durante el tiempo en que se reestablece la potencia, se tiene que:

$$\Delta \omega_{max} = \Delta \omega_{1bm} + \Delta \omega_{2cpf} = -\frac{\Delta P_E}{2H} \cdot t_{bm} - \frac{\Delta P_E}{4H} \cdot t_{CPF} = -\frac{\Delta P_E}{2H} \cdot \left(t_{bm} + \frac{t_{CPF}}{2} \right) \quad (11)$$

Luego dicha desconexión de generación se tomó con referencia positiva, lo que implica una desviación máxima negativa en la frecuencia. En términos absolutos, dicha expresión asociada a la desviación máxima de frecuencia estaría dada por:

$$|\Delta \omega_{max}| = \frac{\Delta P_E}{2H} \cdot \left(t_{bm} + \frac{t_{CPF}}{2} \right) \quad (12)$$

A partir de algunas simplificaciones conservadoras, cómo el de despreciar la variación de la carga con la frecuencia, y el de considerar una tasa de toma de carga constante para el control primario, es posible obtener una relación entre la desviación máxima de frecuencia ante desconexiones de generación, en función de la inercia del sistema, el tiempo de restablecimiento de la potencia del control primario (velocidad de respuesta), y el tiempo de la banda muerta del control primario.

Si bien, la expresión (11) permite relacionar las variables anteriormente mencionadas, se debe destacar que la tasa de respuesta de las unidades generadoras en el control primario de frecuencia varía entre una y otra unidad, lo que hace que en general sea complejo la determinación real del tiempo de control primario de frecuencia para el restablecimiento de la potencia, y por lo tanto es complejo determinar la velocidad promedio de respuesta del parque generador. No obstante, al aplicar una consideración conservadora para planificación, en la cual se asume que dicho tiempo de respuesta corresponde al tiempo total en completar el restablecimiento efectivo de la potencia, dicha expresión representaría una cota superior para las exigencias de inercia mínima del sistema, pudiendo alcanzarse en la práctica desviaciones menores de frecuencia debido a que las velocidades de respuesta en su conjunto

conformarían una curva convexa, de mayor velocidad que la que se consideraría al tomar el tiempo t_{CPF} como el tiempo en que se realiza el restablecimiento efectivo de la potencia.

Finalmente, dicha expresión está expresada en valores por unidad, por lo que en valores reales estaría dada por:

$$|\Delta f_{max}| = \frac{\Delta P_E \cdot f_0}{2H_{eq} \cdot S_{nom}} \cdot \left(t_{bm} + \frac{t_{CPF}}{2} \right) \quad (13)$$

Considerando la inercia total del sistema, en vez de usar la inercia equivalente y la potencia nominal total, la expresión se convierte en:

$$|\Delta f_{max}| = \frac{\Delta P_E \cdot f_0}{2 \sum H_i \cdot S_{i,nom}} \cdot \left(t_{bm} + \frac{t_{CPF}}{2} \right) \quad (14)$$

Destacar que de dicha expresión, la componente que multiplica a los tiempos representa el ROCOF del sistema, tasa a la cual decaería la frecuencia en los primeros instantes del desbalance de potencia. Adicionalmente, los resultados anteriores permiten suponer, que la tasa de caída de la frecuencia al momento de que comienza la actuación del control primario de frecuencia disminuiría a la mitad, en la medida que dicho control respondiese de forma lineal.

$$ROCOF = \frac{\Delta P_E \cdot f_0}{2 \sum H_i \cdot S_{i,nom}} \quad (15)$$

3.2.2.5 Modelación para incorporación en modelo de optimización lineal

Si bien la expresión (14) permite relacionar el tiempo de respuesta del control primario de frecuencia, con los requerimientos de inercia y la excursión máxima de frecuencia permitida, esto no es suficiente para su incorporación en los modelos de optimización de inversiones o simulación de la operación económica, lo anterior, en vista de que las ecuaciones de restricción deben formularse de tal manera de no presentar no linealidades, considerando que los modelos para optimización de inversiones y simulación de la operación están planteadas como un problema de optimización lineal.

En base a lo anterior, utilizando la expresión (14), se plantea la siguiente modelación para las restricciones identificadas:

$$\sum_i H_i \cdot S_{i,nom} \geq \frac{\Delta P_E \cdot f_0}{2|\Delta f_{max}|} \cdot \left(t_{bm} + \frac{t_{CPF}}{2} \right) \quad (16)$$

Asumiendo que:

- La desviación máxima de frecuencia permitida corresponde a 1 [Hz].
- Para la desconexión de la unidad de generación más grande se consideran 400 [MW].
- El tiempo de banda muerta del control primario se estimará de manera conservadora en 1[s].

- La frecuencia nominal del sistema corresponde a 50 [Hz].
- El aporte de inercia dependerá del estado de encendido/apagado de las unidades sincrónicas¹⁰.

La expresión (16) se transforma en una restricción lineal dada por:

$$\sum_i u_i \cdot H_i \cdot S_{i,nom} \geq 10.000 + 5.000 \cdot t_{CPF} \quad (17)$$

Donde dicha expresión considera las unidades de inercia en [MVA].

Luego, la variable asociada al tiempo de control primario de frecuencia representará una variable de acoplamiento con las variables asociadas a las restricciones del control primario de frecuencia.

Destacar que para el sistema norte se incorporó una restricción de inercia mínima adicional para evitar fenómenos de inestabilidad angular, obtenida en el marco de los estudios de interconexión SIC-SING.

$$\sum_{\forall i, SING} u_i \cdot H_i \cdot S_{i,nom} \geq 10.000 \quad (18)$$

En la Figura 3-5 se presenta de manera gráfica las principales variables de interés modeladas para representar los requerimientos de inercia mínima del sistema.

Finalmente, se debe destacar que la incorporación de los requerimientos mínimos de inercia en función de los tiempos de restablecimiento de la potencia asociados al control primario de frecuencia, permite recoger de manera simplificada los beneficios de disponer de elementos capaces de acelerar la respuesta del control primario de frecuencia, cómo en el caso de sistemas de almacenamiento en base a baterías, los cuales logran alcanzar tasas de subida de potencia mínima a nominal en intervalos de entre 1 y 3 segundos.

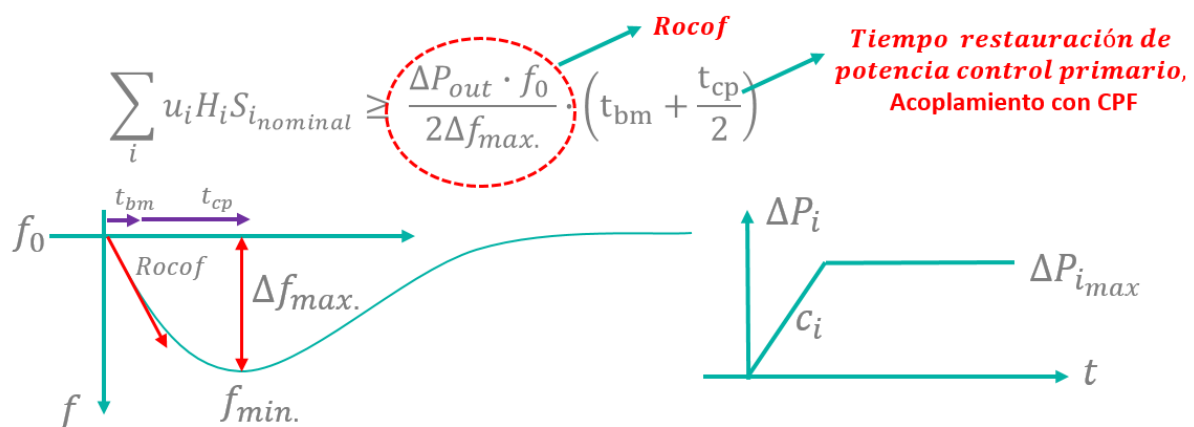


Figura 3-5: Representación gráfica de los requerimientos de inercia para CPF y modelación de las variables de interés.

¹⁰ A futuro dicho supuesto podría cambiar, considerando la alternativa del aporte de inercia sintética de centrales en base a tecnología solar o sistemas de almacenamiento en base a baterías, junto con adecuaciones en el control de máquinas con inercia real conectadas a través de convertidores de frecuencia a la red.

El listado de inercias considerados para modelar estas restricciones, se presentan en las bases de datos anexas.

3.2.2.6 Modelación de requerimientos de CPF

La modelación de los requerimientos de control primario de frecuencia en términos convencionales, sólo requiere recoger el cumplimiento de disponer de determinados montos de reserva en giro destinados a este fin. No obstante, cómo se presentó en la sección anterior, existe un acoplamiento entre la velocidad de respuesta del control primario de frecuencia, con los requerimientos de inercia mínima, lo cual debe ser modelado, con el fin de no disponer de restricciones de inercia rígidas, que no den cuenta del grado de libertad adicional que gozan estos requerimientos de inercia, cuando se dispone de un parque generador capaz de dar respuesta rápida en el control primario de frecuencia.

Para lo anterior, se formuló una modelación que permite recoger la velocidad de respuesta efectiva de las unidades en el control primario de frecuencia:

En primer lugar, se realizó la simplificación conservadora de considerar que las unidades son capaces de entregar su reserva efectiva máxima a tasa constante, no obstante, se consideró como tope para dicha reserva efectiva los aportes máximos de potencia que las unidades pueden entregar en el intervalo de 0 a 10 segundos. La información anterior, respecto a los topes de reserva efectiva para control primario de las unidades, fue obtenida de resultados de los estudios eléctricos realizados en el marco de los estudios de interconexión SIC-SING.

La formulación de las restricciones lineales que permiten dar cuenta de las variables que se requieren modelar fue la siguiente:

$$\sum_i R_{efc,i} \geq \text{Reserva CPF} \quad (19)$$

$$R_{g,i} = u_i P_{max,i} - P_i \quad \forall_{i,unidades CPF} \quad (20)$$

$$R_{efc,i} \leq R_{g,i} \quad \forall_{i,unidades CPF} \quad (21)$$

$$R_{efc,i} \leq c_i \cdot t_i \quad \forall_{i,unidades CPF} \quad (22)$$

$$R_{efc,i} \leq R_{efc,i,max} \quad \forall_{i,unidades CPF} \quad (23)$$

$$R_{efc,i} \geq 0 \quad \forall_{i,unidades CPF} \quad (24)$$

$$t_{CPF} \geq t_i \quad \forall_{i,unidades CPF} \quad (25)$$

$$t_i \geq 0 \quad \forall_{i,unidades CPF} \quad (26)$$

Donde $R_{efc,i}$ representa la reserva efectiva de cada unidad generadora que aportará al control primario de frecuencia. Mientras que $R_{g,i}$ representa la reserva en giro asociada a la unidad i .

Por su parte, c_i representa la tasa linealizada de subida de las unidades generadoras en el rango de tiempo asociados a control primario de frecuencia. Dicha tasa de subida difiere de la tasa de toma de carga asociada al control secundario de frecuencia, ya que la segunda corresponde a una tasa de toma de carga estacionaria, donde cada punto de operación responde a inercias térmicas o hidráulicas dependiendo de las unidades, mientras que las tasas de control primario de frecuencia responden a subidas rápidas de potencia, pero que no se sostienen a través del tiempo y la potencia en estado estacionario debe ser restablecida por el control secundario de frecuencia.

Adicionalmente, t_i corresponde a una variable auxiliar modelada, que representa el tiempo neto en que incurre la unidad generadora i para alcanzar su aporte de reserva efectivo. En base a lo anterior, la reserva primaria se satisface a través de los aportes netos de reserva efectiva. Las variables auxiliares t_i incorporadas permiten el acoplamiento del control primario de frecuencia con la restricción de inercia mínima.

De esta forma, la restricción (19) permite modelar los requerimientos de control primario de frecuencia, mientras que la restricción (20) permite modelar la reserva en giro disponible de una unidad i . Por su parte, la restricción (21) permite limitar la reserva efectiva máxima a niveles siempre inferiores a la reserva en giro disponible, mientras que la restricción (22) permite asociar linealmente el aporte neto de reserva efectiva de una unidad i , con el tiempo t_i en que incurre para brindar dicho nivel de reserva, donde la reserva efectiva siempre estará acotada por la decisión de temporal de la variable t_i . Por otra parte, la restricción (23) permite limitar la reserva efectiva al máximo posible por la unidad i . Finalmente, la restricción (25) representa el acoplamiento con la restricción de inercia sistémica, ya que el tiempo de control primario de frecuencia t_{CPF} será siempre superior al tiempo de la unidad más lenta en brindar la reserva efectiva para el control primario de frecuencia.

Destacar que en la medida que el sistema tienda a requerir disminuir sus niveles de inercia, debido por ejemplo a una alta inserción de ERV, en la optimización natural de uso de recursos, la restricción (19) tenderá a completarse al límite, a través de reservas efectivas aportadas por las unidades de mayor velocidad, ya que a través de estas será posible disponer de un vector de tiempos t_i , donde se minimice su valor máximo, y por lo tanto se minimice el t_{CPF} , lo que traería consigo una disminución de los requerimientos de inercia acoplados a través de esta variable de tiempo de respuesta del control primario.

De esta forma, estas restricciones permiten modelar dinámicamente los requerimientos de inercia con el fin de aprovechar los beneficios asociados a disponer de respuestas rápidas para el control primario de frecuencia, y por lo tanto, no rigidizan los requerimientos de inercia, logrando costos de operación futuros menores.

Finalmente, en la Figura 3-6 se presenta de manera gráfica la modelación que se formuló, sin embargo, en dicha ilustración se minimizó el número de restricciones para lograr de manera implícita el mismo set de restricciones. No obstante, para efectos de realizar simulaciones de la operación económica, es conveniente definir explícitamente las variables auxiliares de reserva en giro y reserva efectiva, con el fin de poder monitorear el comportamiento de dichas variables. Destacar que se asumió un requerimiento de control primario de frecuencia de 400 [MW], asociado a la desconexión de una unidad de generación,

no obstante, en el futuro dicho requerimiento podría variar debido a variaciones instantáneas de la demanda neta superiores a los montos máximos de desconexión de generación, debido a la proyección futura de alta inserción de ERV.

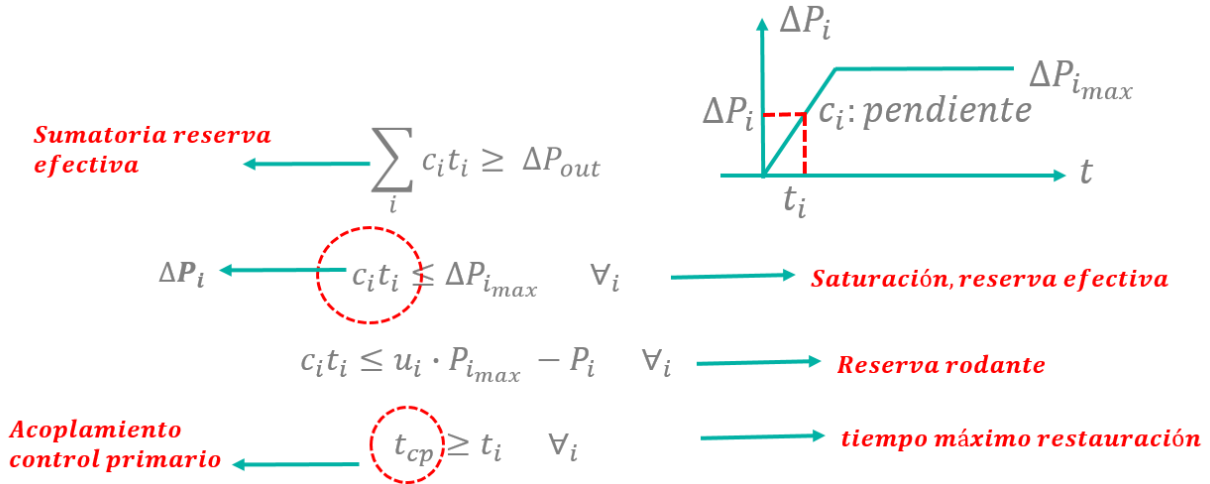


Figura 3-6: Representación gráfica de los requerimientos del CPF, y modelación de las variables de interés.

3.2.2.7 Modelación de requerimientos dinámicos de rampa.

La modelación de los requerimientos dinámicos de rampa, se realizó a través de una formulación dinámica que consideró las variaciones inter-horarias de la demanda neta. En primera instancia, dicha formulación asumió, como criterio conservador, la existencia de despachos horarios para efectos de determinar la rampa de subida o bajada necesaria requerida en cada hora del día. Dichas variaciones de la demanda neta consideraron las variaciones propias del consumo, y adicionalmente las variaciones asociadas a los recursos de energías renovables variables solares y eólicas.

Para la formulación de las restricciones asociadas a los requerimientos dinámicos de rampa, se utilizaron las tasas de toma de carga estacionarias de unidades de generación, con el fin de disponer de restricciones que permitiesen cumplir de manera efectiva los requerimientos de rampa.

La formulación elaborada para modelar los requerimientos de rampa fue la siguiente:

Para los requerimientos de rampa de subida:

$$\sum_i C_{s,i} \cdot t_{up,i} \geq F_{U,t,t+1,solar} \sum_{i,solar} u_i P_{max,i} + F_{U,t,t+1,eólica} \sum_{i,eólica} u_i P_{max,i} + \Delta D_{U,t,t+1} \quad (1)$$

$$C_{s,i} \cdot t_{up,i} \leq R_{g,up,i} - R_{efc,i} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (2)$$

$$R_{g,up,i} = u_i \cdot P_{i,max} - P_i \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (3)$$

$$0 \leq t_{up,i} \leq 60 \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (4)$$

Para los requerimientos de rampa de bajada:

$$\sum_i C_{D,i} \cdot t_{down,i} \geq F_{D,t,t+1,solar} \sum_{i,solar} u_i P_{max,i} + F_{D,t,t+1,eólica} \sum_{i,eólica} u_i P_{max,i} + \Delta D_{D,t,t+1} \quad (5)$$

$$C_{D,i} \cdot t_{down,i} \leq R_{g,down,i} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (6)$$

$$R_{g,down,i} = P_i - u_i \cdot P_{i,min} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (7)$$

$$0 \leq t_{up,i} \leq 60 \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (8)$$

En las restricciones modeladas, se crearon vectores F diarios que representan variaciones porcentuales de la generación eólica y solar hora a hora, en función de su potencia máxima, esto es, las variaciones promedio esperadas entre horas consecutivas, como porcentaje de la potencia máxima de dichas unidades, con el fin de cuantificar de manera simplificada los requerimientos futuros de rampa asociados a la inserción de ERV. Adicionalmente, se incorporaron vectores ΔD de la variación de la demanda hora a hora proyectada en horas consecutivas. Lo anterior, permite representar de manera simplificada las variaciones futuras de la demanda neta entre despachos consecutivos, asumiendo el supuesto conservador de un despacho horario.

Adicionalmente, se incorporaron restricciones adicionales, asociadas a la reserva en giro de bajada de unidades, con la creación de variables auxiliares $R_{g,down,i}$ para cada unidad i.

Por otra parte, se crearon variables auxiliares $t_{up,i}$ y $t_{down,i}$ para poder incorporar las tasas de toma de carga estacionaria de unidades en la formulación. Mientras que las constantes $C_{S,i}$ y $C_{D,i}$ representan las tasa de tomar de carga de subida y bajada de las unidades respectivamente.

Se debe destacar, que la rampa neta que aportaría cada unidad tanto para subida como bajada estaría dada por $C_{S,i} \cdot t_{up,i}$ y $C_{D,i} \cdot t_{down,i}$, y ésta estaría limitada en el primer caso por la diferencia entre la reserva en giro y la reserva efectiva utilizada para CPF, mientras que para el caso de bajada solamente estaría limitada por la reserva en giro, debido a que no se consideró en los requerimientos de CPF la necesidad de reserva efectiva de bajada, asumiendo que las reserva efectiva de bajada se cumple en general de manera natural, y las subidas de frecuencia por desconexión de carga son menos severas para el sistema.

Para ejemplificar los vectores utilizados para la definición de rampas, en lo que se refiere a las variaciones en horas consecutivas de ERV solar, eólica, y demanda, en las Figura 3-7, Figura 3-8 y Figura 3-9, se presentan los vectores F y ΔD utilizados para el primer mes del horizonte.

El detalle de los vectores utilizados y las tasas de toma de carga de unidades, se presentan en las bases de datos anexas.

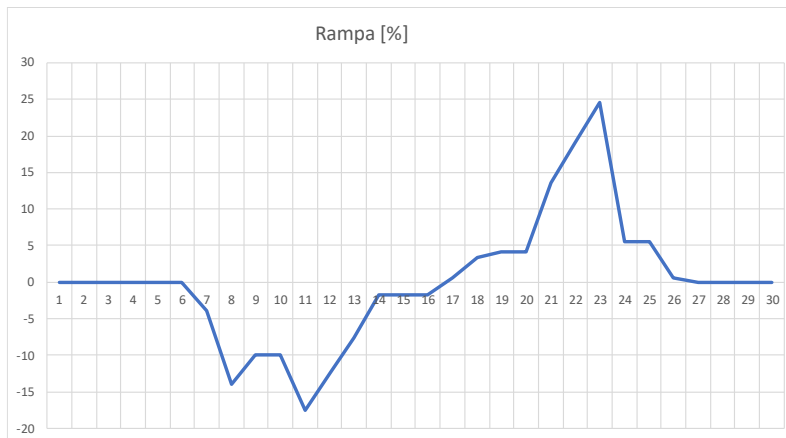


Figura 3-7: Rampa solar

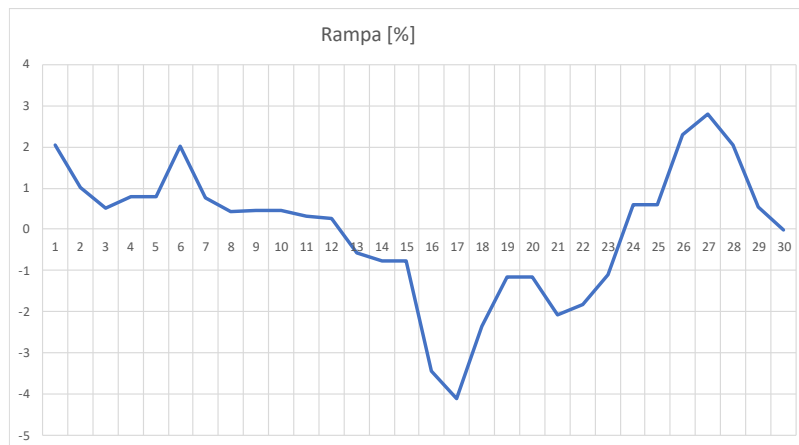


Figura 3-8: Rampa eólica

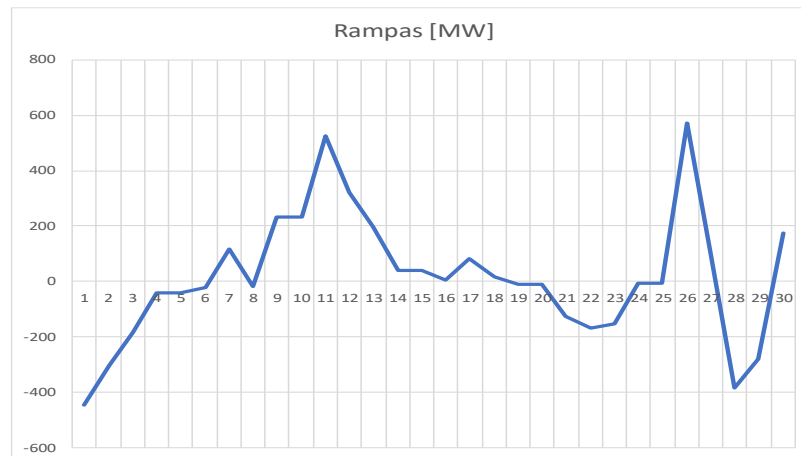


Figura 3-9: Rampa demanda

3.2.2.8 Modelación de requerimientos dinámicos de reserva para CSF

La modelación de los requerimientos dinámicos asociados al control secundario de frecuencia, se realizó a través de una formulación dinámica que consideró las variaciones aleatorias intra-horarias y los errores de pronóstico asociados a la demanda neta. Dichas variaciones aleatorias intra-horarias y errores de pronóstico de la demanda neta consideraron las variaciones propias del consumo, y adicionalmente las variaciones asociadas a los recursos de energías renovables variables solares y eólicas.

Para la formulación de las restricciones asociadas a los requerimientos dinámicos de reserva secundaria, y la determinación de los montos de reserva, se utilizaron factores típicos de error de pronóstico y variaciones aleatorias para centrales ERV solar, eólica y demanda, donde las fuentes de información consideradas para la determinación de dichos factores, fueron los informes elaborados en el marco de los estudios de interconexión SIC-SING.

La formulación elaborada para modelar los requerimientos de reserva secundaria fue la siguiente:

Para los requerimientos de reserva secundaria de subida:

$$\sum_i R_{s,up,i} \geq F_{A+P,solar} \sum_{i,solar} P_i + F_{A+P,eólica} \sum_{i,eólica} P_i + F_{A+P,demanda} \cdot D_t \quad (1)$$

$$R_{s,up,i} = R_{g,up,i} - R_{efc,i} - C_{s,i} \cdot t_{up,i} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (2)$$

Para los requerimientos de reserva secundaria de bajada:

$$\sum_i R_{s,down,i} \geq F_{A+P,solar} \sum_{i,solar} P_i + F_{A+P,eólica} \sum_{i,eólica} P_i + F_{A+P,demanda} \cdot D_t \quad (3)$$

$$R_{s,down,i} = R_{g,down,i} - C_{D,i} \cdot t_{down,i} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (4)$$

Se debe destacar, que los factores utilizados para caracterizar las variaciones intra-horarias y errores de pronóstico de la demanda y la generación de energía renovable variable solar y eólica se presentan en la Tabla 3-3, donde los factores finales utilizados para la modelación del control de frecuencia fueron inferiores a los definidos en las fuentes de información de referencia, asumiendo mejoras futuras en la determinación de pronósticos.

De la formulación, cabe mencionar que para la determinación de las reservas secundarias $R_{s,up,i}$ y $R_{s,down,i}$ se descontaron los montos de reserva destinados a rampa y reserva efectiva para la reserva secundaria de subida, mientras que sólo se descontaron los montos de reserva de rampa para la reserva secundaria de bajada.

Tabla 3-3: Factores de desviación de la demanda neta por variaciones intra-horarias y errores de pronóstico

Variaciones aleatorias intra-horarias			
	Eólica	Solar	Demanda
En Referencia	<7% P instalada	<13% P Instalada	2%
Usado	6%	11%	2%
Referencia	E. U.Chile	Estudio U.Chile	Estudios Eléctricos
Error pronóstico			
En Referencia	20%-30%	10%	2.5%-3%
Usado	25%	10%	2.50%
Referencia	E. U.Chile	E. U.Chile	Estudios Eléctricos
Factor total de desviación / Error de pronóstico + Variaciones aleatorias			
Calculado	26%	15%	3%
Usado	18%	10%	2%

3.2.3 INFORMACIÓN DE ENTRADA LARGO PLAZO

La información de entrada utilizada en los modelos de optimización de largo plazo presentados en las secciones previas, consideró como fuentes de información el informe preliminar de la “Planificación energética de largo plazo” (PELP) emitida en noviembre de 2019 por el Ministerio de Energía, el “Informe técnico preliminar de fijación de precios de nudo” emitido en julio de 2019 por la Comisión Nacional de Energía (ITPN julio de 2019), el Estudio 1 referente al control de frecuencia del “Análisis de la operación de los sistemas SIC-SING interconectados” emitido en Marzo de 2017 por la empresa Estudios Eléctricos, e información que dispone el Coordinador Eléctrico Nacional.

Entre ellos se tomaron los siguientes antecedentes de las respectivas fuentes de información:

- **PELP-Ministerio de Energía:** Información referente a los principales supuestos de largo plazo para la planificación, entre ellos, las proyecciones de costos de inversión de las distintas tecnologías de generación y almacenamientos, y el potencial máximo por zona de los recursos renovables.
- **ITP-Comisión Nacional de Energía:** Información referente a las proyecciones de costos de combustibles, series hidrológicas, y proyectos de generación y transmisión en construcción.
- **Informe operación Interconexión-Estudios eléctricos:** Información referente a los tiempos de respuesta y límites de reserva efectiva de unidades de generación para el CPF, e inercia mínima requerida para el SING.
- **Coordinador Eléctrico Nacional:** Información disponible y/o procesada referente a los perfiles de generación ERNC por zona, en base a mediciones de centrales en operación, proyecciones de la demanda en base a modelos econométricos e información suministrada por coordinados, proyectos de generación comprometidos en licitaciones, e información técnica del sistema de transmisión y del parque generador. En cuanto a la información técnica del sistema de transmisión, capacidades en función de la temperatura, límites operativos para el cumplimiento del criterio de seguridad N-1, impedancias y costos referenciales de inversión de alternativas de expansión de transmisión. Mientras que, para el parque generador, potencia máxima de unidades, mínimos técnicos, tiempos mínimos de operación, costos de encendido de unidades, tasas de toma de carga estacionaria, inercia de generadores sincrónicos, rendimiento térmico e hidráulico de unidades entre otras.

4 ESCENARIOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

4.1 RESUMEN

En esta sección se presentarán los supuestos de largo plazo para la construcción de escenarios energéticos, junto con los planes de obra resultantes por escenario de las Etapas I y II de optimización del proceso de planificación de transmisión ilustradas en la Figura 3-2 de la sección 2. En resumen, se presentará la siguiente información:

- Supuestos para la conformación de escenarios energéticos de largo plazo. En términos prácticos, se consideraron escenarios energéticos de la PELP pero combinados entre ellos de tal manera de conformar escenarios que pudiesen generar diferentes exigencias sobre la red de transmisión.
- Resultados de la Etapa I de optimización para los distintos escenarios indicados en la sección 4.2, esto es, los resultados de la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión para los distintos escenarios.
- Resultados de la Etapa II de optimización para el Escenario A-Base, presentado en la sección 4.2, esto es, los resultados de la optimización de inversiones de generación considerando restricciones operativas de corto plazo, y comparación de resultados de este escenario considerando distintos niveles de incorporación de las restricciones operativas en el problema de optimización, con el fin de cuantificar el impacto de los requerimientos de flexibilidad sobre los niveles óptimos de inserción de ERV.
- Resultados de la Etapa II de optimización para los Escenarios B y C, presentados en la sección 4.2, esto es, los resultados de la optimización de inversiones de generación considerando restricciones operativas de corto plazo.
- Comparación y empalme de los resultados de las Etapas I y II de optimización para los escenarios A, B y C, con el fin de verificar los niveles técnicos y económicamente factibles de inserción de ERV.
- Plan de obras resultante para simulaciones de la operación de largo plazo.

4.2 CONFORMACIÓN DE ESCENARIOS DE LARGO PLAZO

En términos generales, el artículo 87° de la ley eléctrica indica que en el proceso de planificación de la transmisión se deberá considerar la planificación energética de largo plazo que desarrolle el Ministerio de Energía, por lo que los supuestos más relevantes para la elaboración de planes de obras de generación de largo plazo, cómo lo son los costos de inversión de largo plazo y los potenciales de generación por zona obtenidos de la PELP elaborada por el Ministerio. No obstante, para poder dar cumplimiento a los criterios de planificación contenidos en el mismo artículo, y a los desafíos operativos impuestos por la inserción de ERV, fue necesario realizar la optimización de los planes de obra considerando la propuesta metodológica presentada en la sección 3.1, y por ende, se consideraron sólo los supuestos de la PELP como información de entrada a los modelos de optimización planteados, y no de manera estricta los resultados de dicho

estudio. A pesar de lo anterior, se verificó que había una gran convergencia entre los resultados obtenidos por el Coordinador, y los resultados de la PELP elaborada por el Ministerio de Energía.

Para la conformación de escenarios, en la PELP se consideraron 5 escenarios energéticos de largo plazo, que en general entregaron resultados que no introducían mayores diferencias en las exigencias que podría tener la red de transmisión en el largo plazo. En base a lo anterior, y considerando que el proceso de planificación de transmisión debe anticiparse a escenarios que podrían exigir de manera diametralmente opuesta a la red de transmisión, se consideró relevante realizar una combinación de supuestos en lo que se refiere a los costos de inversión de tecnologías renovables, que dado sus bajos costos de desarrollo proyectados, son las alternativas de expansión del parque generador con mayor factibilidad de desarrollo, tal como se ilustra en los resultados de la misma PELP. Por lo demás, existe en general divergencia en la localización de los recursos renovables con mayor potencial solar y eólico, y por lo tanto sensibilidades en los costos de dichas tecnologías se traduce en diferentes exigencias sobre la red de transmisión.

Adicionalmente, se debe destacar que los escenarios desarrollados por la PELP, se obtuvieron a partir de combinatoria de supuestos con alta incertidumbre. Entre ellos, los supuestos variables con mayor impacto en el plan de obras de generación son los siguientes:

- Precios de combustibles.
- Costos de inversión de proyectos de generación, y variaciones de costos entre distintas tecnologías.
- Restricciones ambientales y oposición social de proyectos.
- Demanda energética.

En base a lo planteado anteriormente, se consideró la combinatoria de supuestos de la PELP presentada en la Tabla 4-1, para elaborar los planes de obra de generación, bajo el contexto de la planificación de transmisión.

Tabla 4-1: Escenarios considerados para la planificación de transmisión de largo plazo

Combinatoria Supuestos		Escenario A - Base	Escenario B	Escenario C
VI Tecnologías de Generación	Solar FV	Referencial	Referencial	Referencial
	Solar CSP	Referencial	Bajo	Referencial
	Eólico	Referencial	Referencial	Referencial
	Geotermia	Referencial	Referencial	Referencial
	Hidráulica	Referencial	Referencial	Referencial
	GNL	Referencial	Referencial	Referencial
Sistemas de Almacenamiento	Baterías	Referencial	Referencial	Referencial
	Bombeo	Referencial	Referencial	Referencial
Precios Combustibles		Referencial - ITP	Referencial - ITP	Referencial - ITP
Curva de Descarbonización	2019-2024	Acuerdo MinEnergía	Acuerdo MinEnergía	Acuerdo MinEnergía
	2024 -->	Vida útil de centrales ¹¹	Vida útil de centrales	Salida Acelerada Minenergía ¹²
Demanda energética		Base - Coordinador	Base - Coordinador	Base - Coordinador
		Alta	Alta	Alta

¹¹ Corresponde al tren de salida presentado en el Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón, publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional en enero 2019.

¹² Corresponde al tren de salida presentado en la PELP de noviembre 2019, publicado por el Ministerio de Energía.

Restricciones ambientales y oposición social a proyectos

Destacar que los supuestos del escenario base elaborado por el Coordinador consideran todos los supuestos bases considerados en la PELP, y sólo se diferencian en la información de entrada de largo plazo referente a la demanda energética y los precios de combustibles, que tal como se indicó en la sección 3.2.3, fueron elaborados internamente por el Coordinador, y obtenidos del ITP de junio 2019 emitido por la CNE respectivamente.

4.3 RESULTADOS ETAPA I- OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN

4.3.1 RESULTADOS ESCENARIO A. ETAPA I OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN

Los resultados obtenidos de la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión para el escenario A (o base), se presentan en las Figura 4-1, Tabla 4-2, Tabla 4-3 y esquemáticamente en la Figura 4-2. De los resultados se puede observar un alto nivel de inserción de ERV solar, alcanzado montos de inversión cercanos a los 16.000 [MW] al año 2039. Adicionalmente se observa que a pesar de que el desarrollo de la ERV solar en la zona norte del país, requiere del desarrollo de obras de infraestructura de transmisión de gran envergadura, los costos de inversión en tecnologías ERV solar han alcanzado niveles suficientes para que de igual forma sea la alternativa más eficiente de desarrollo del parque generador, aún incluyendo los costos asociados al transporte de energía hacia los centros de consumo. En este caso, se vislumbra factible económicamente la construcción en el largo plazo una nueva línea HVDC entra la zona norte y centro del Sistema Eléctrico Nacional. Para este escenario, una línea de 4.000 [MW] entre las S/E Kimal y S/E Polpaico a partir del año 2033, en dos etapas, y una línea HVDC de 2000 MW, entre S/E Parinas y S/E Lo Aguirre, para el año 2039.

Situación semejante ocurre en el caso de los parques eólicos, quienes adicionarían cerca de 13.000 MW en el mismo horizonte de 20 años, lo cual requerirá algunos refuerzos en el tramo de la zona sur de Santiago.

Se debe destacar, que los resultados de propuestas de expansión de transmisión asociadas al modelo de optimización conjunta generación-transmisión, son referenciales, y permiten vislumbrar en términos de orden de magnitud, la conveniencia económica de las alternativas de expansión de transmisión propuestas. En otras palabras, permite verificar la factibilidad económica a las propuestas de transmisión requeridas para dar holguras óptimas que faciliten la competencia en generación, sin perder de vista el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio. No obstante, las evaluaciones finales para el ajuste fino de la propuesta de expansión de transmisión, requiere de evaluaciones a través de simulaciones de la operación económica, y estudios eléctricos más detallados.

Por otra parte, cabe destacar que en el modelo de red reducida no se representan las obras de transmisión de menor envergadura que podrían ser necesarias para que los recursos ERV solares tengan acceso a la red de transmisión existente, ni tampoco se representan ampliaciones en líneas de menor distancia que fuesen requeridas para el propósito de inserción de ERV. No obstante, dichas obras de transmisión de menor envergadura serán evaluadas a través de la simulación de la operación económica, por representar costos significativamente menores a las obras de mayor envergadura que sí se están evaluando en el modelo de optimización conjunta generación-transmisión.

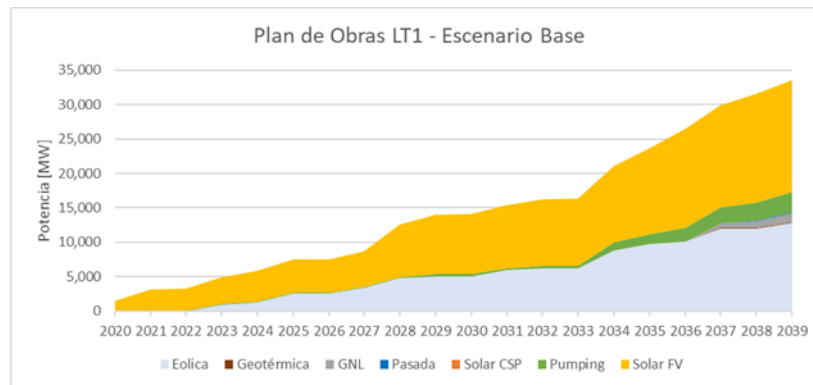


Figura 4-1: Resultados Etapa I optimización. Potencia instalada por tecnología, Escenario A

Tabla 4-2: Resultados Etapa I optimización. Detalle potencia instalada por tecnología, Escenario A

	Eólica	Geotérmica	GNL	Pasada	Pumping	Solar FV
2020	0	0	0	0	0	1.450
2021	0	0	0	0	100	3.000
2022	0	0	0	0	100	3.200
2023	950	0	0	0	100	3.800
2024	1.250	0	0	0	100	4.450
2025	2.550	0	0	0	100	4.900
2026	2.550	0	0	0	100	4.900
2027	3.350	0	0	0	100	5.200
2028	4.800	0	0	0	100	7.650
2029	5.050	0	0	0	300	8.600
2030	5.050	0	0	0	300	8.700
2031	5.950	0	0	0	300	9.200
2032	6.200	0	0	0	300	9.750
2033	6.200	0	0	0	300	9.900
2034	8.800	0	0	0	1.200	11.100
2035	9.700	0	0	0	1.400	12.500
2036	10.050	0	0	0	2.000	14.450
2037	12.000	150	575	0	2.300	14.850
2038	12.000	150	925	100	2.600	15.800
2039	12.800	150	1.275	100	3.000	16.200

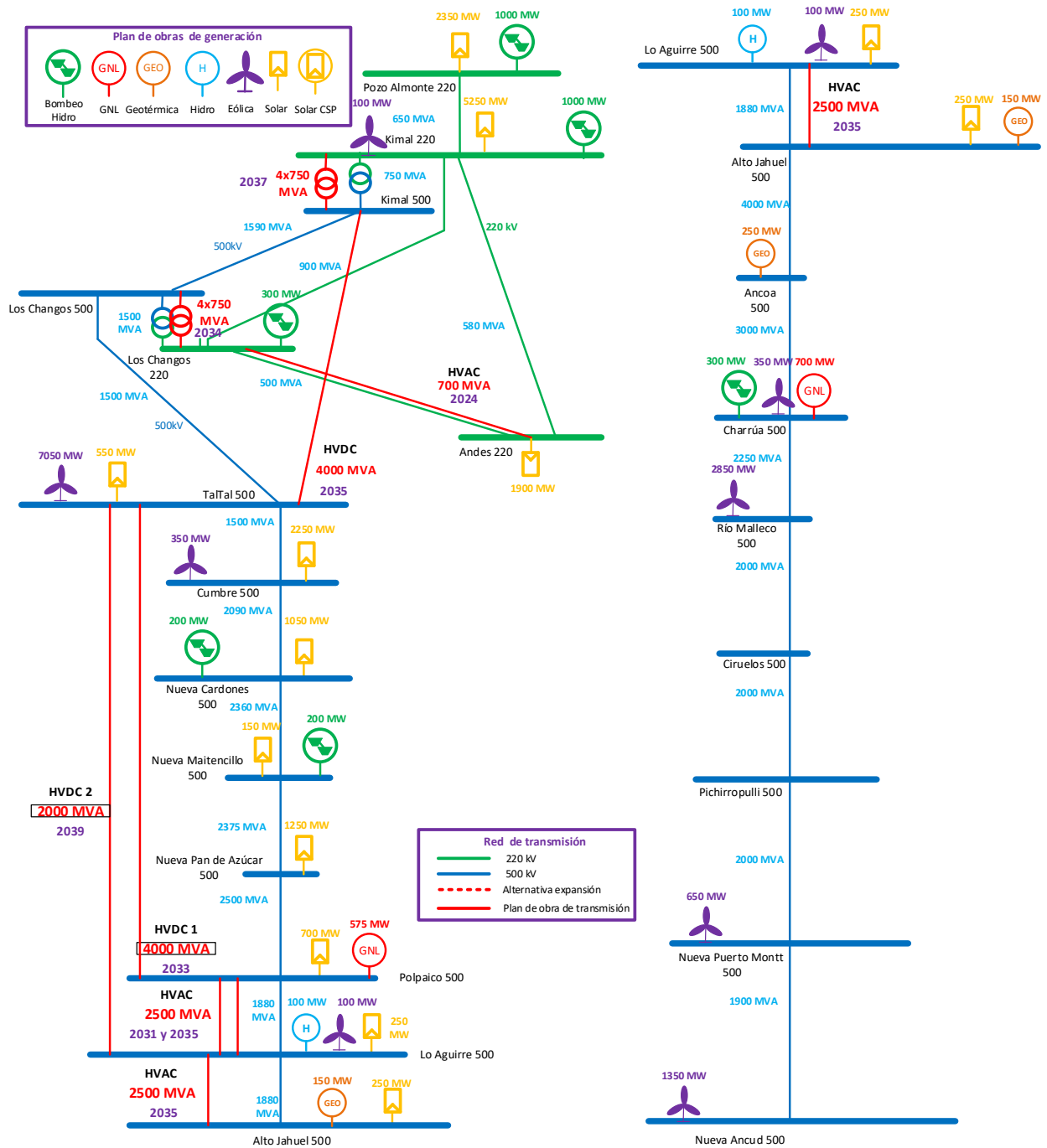


Figura 4-2: Diagrama unilineal simplificado utilizado en Etapa I optimización. Resultados Escenario A

Tabla 4-3: Resultados Etapa I optimización. Detalle potencia instalada por tecnología y barra Opt, Escenario A

Tecnología	Barra Opt	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	
Eólica	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
	Cumbre 500 Opt	0	0	0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Nueva Ancud 500 Opt	0	0	0	0	0	350	450	450	450	450	550	550	550	900	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350
	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	0	0	50	100	100	100	100	100	150	150	450	450	550	650	650	650	650
	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	350	550	550	1,100	1,200	1,250	2,250	2,250	2,250	2,850
	TalTal 500 Opt	0	0	0	600	900	1,450	2,000	3,450	3,600	3,600	4,150	4,150	4,150	5,550	5,800	6,000	6,850	6,850	7,050	7,050
Geotérmica	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150
GNL	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	575	575	575
	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	700
Pasada	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100
Pumping	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300
	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	900	1,000	1,000	1,000	1,000
	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	300	300
	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200
	Nueva Maitencillo 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200
	Pozo Almonte 220 Opt	0	100	100	100	100	100	100	100	100	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	600
Solar FV	Alto Jahuel 500 Opt	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	Andes 220 Opt	600	850	1,050	1,200	1,200	1,400	1,400	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	1,500	2,050	2,050	2,050	2,050	2,050	2,350	2,350	2,550	2,550	2,550	2,550	2,550
	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	550	550	550	650	750	750	1,200	1,750	1,750	2,350	3,350	4,600	4,650	5,200	5,200	5,200
	Lo Aguirre 500 Opt	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	50	150	450	450	450	450	450	450	500	500	600	750	1,050	1,050	1,050
	Nueva Maitencillo 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150	150	150
	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	200	200	450	450	500	600	600	900	900	900	900	900	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,250	1,250
	Polpaico 500 Opt	0	400	400	400	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	700	700	700	700	700	700
	Pozo Almonte 220 Opt	850	1,050	1,050	1,250	1,250	1,400	1,500	1,550	1,550	1,650	1,700	1,700	1,700	1,800	2,100	2,150	2,200	2,350	2,350	2,350
	TalTal 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150	150	550

4.3.2 RESULTADOS ESCENARIO B. ETAPA I OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN.

Los resultados obtenidos de la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión para el escenario B, se presentan en las Figura 4-3, Tabla 4-4, Tabla 4-5, y esquemáticamente en la Figura 4-4. Debido a que este escenario contempló costos de inversión más bajos para las centrales solares CSP, se constata una mayor incorporación centrales de dicha tecnología, las que por tener mayor factor de planta que las centrales solares y eólicas, provocan que el monto final de potencia decidida por el modelo sea inferior a los otros dos escenarios. A su vez, se puede observar que los niveles de inserción ERV solar alcanzan montos de inversión cercanos a 11.000 [MW] al año 2039, en tanto la inserción eólica supera los 9.000 MW. De todos modos, la factibilidad de dichos niveles de inserción debe ser verificada a través del modelo de optimización de inversiones que considera restricciones operativas de corto plazo, esto es, en la etapa II de optimización.

Adicionalmente, y al igual que en el escenario A, las alternativas de expansión basadas en ERV solar en la zona norte del país, representarían la opción más eficiente para el desarrollo del parque generador, aun considerando sus costos de transporte, debido a sus bajos costos de inversión proyectados. Para este escenario de bajos costos proyectados para las ERV solar y eólica, se identifica económicamente factible la construcción de una nueva línea HVDC entra la zona norte y centro del sistema eléctrico nacional, la que debiese entrar en dos tramos, en este caso, con una capacidad de transporte superior a la incorporada en el Plan de Expansión 2018, esto es, una línea HVDC de 4000 [MW] entre las S/E Parinas y S/E Lo Aguirre para el año 2032, y una línea HVDC de 4000 [MW] entre la S/E Kimal y S/E Parinas para el año 2035.

Finalmente, se mantienen las observaciones presentadas para el Escenario A, respecto al carácter referencial de estas propuestas.

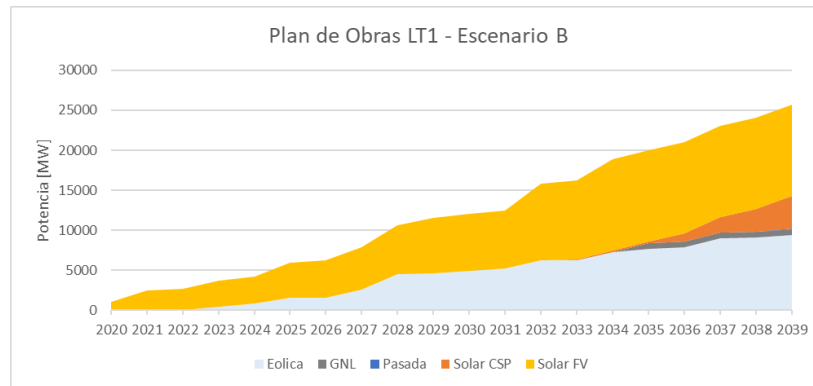


Figura 4-3: Resultados Etapa I optimización. Potencia instalada por tecnología, Escenario B

Tabla 4-4: Resultados Etapa I optimización. Detalle potencia instalada por tecnología, Escenario B

	Eolica	GNL	Pasada	Solar FV	Solar CSP
2020	0	0	0	1100	0
2021	0	0	0	2500	0
2022	0	0	0	2700	0
2023	500	0	0	3200	0
2024	900	0	0	3350	0
2025	1550	0	0	4400	0
2026	1550	0	0	4750	0
2027	2600	0	0	5250	0
2028	4481	0	0	6150	0
2029	4581	0	0	7000	0
2030	4931	0	0	7100	0
2031	5231	0	0	7250	0
2032	6281	0	0	9550	0
2033	6281	0	0	9850	90
2034	7281	0	0	11400	200
2035	7731	700	0	11400	200
2036	7881	700	0	11400	1030
2037	9031	700	0	11400	1950
2038	9131	700	0	11400	2850
2039	9431	700	100	11400	4050

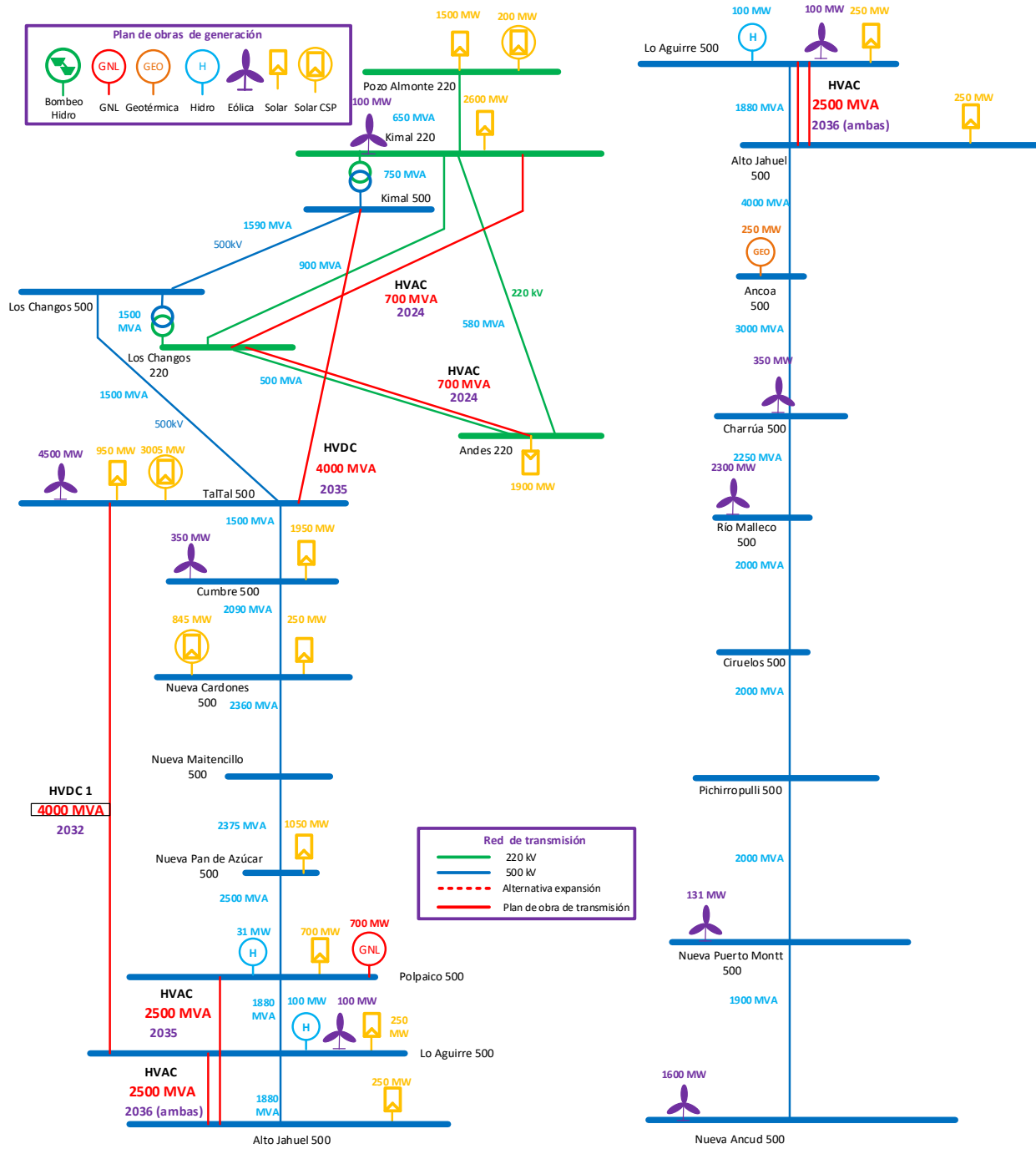


Figura 4-4: Diagrama unilineal simplificado utilizado en Etapa I optimización. Resultados Escenario B

Tabla 4-5: Resultados Etapa I optimización. Detalle potencia instalada por tecnología y barra Opt, Escenario B

Tecnología	Barra Opt	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Eolica	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
	Cumbre 500 Opt	0	0	0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Nueva Ancud 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	500	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,200	1,200	1,200	1,600	1,600	1,600
	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	31	31	31	31	31	31	131	131	131	131	131	131
	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	950	950	950	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,150	1,900	2,000	2,300
	TalTal 500 Opt	0	0	0	150	550	1,200	1,200	1,400	1,650	1,650	2,000	2,250	3,300	3,300	4,150	4,500	4,500	4,500	4,500	4,500
GNL	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	700	700	700	700
Pasada	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
Solar FV	Alto Jahuel 500 Opt	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	Andes 220 Opt	500	750	900	1,000	1,000	1,500	1,550	1,750	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,800	1,800	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950
	Kimal 220 Opt	0	100	100	100	100	550	550	550	900	1,650	1,650	1,650	2,100	2,400	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
	Lo Aguirre 500 Opt	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	150	200	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	300	450	450	500	550	600	650	650	750	750	750	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050
	Polpaico 500 Opt	0	350	400	400	400	400	650	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
	Pozo Almonte 220 Opt	600	800	800	900	900	1,000	1,000	1,050	1,350	1,350	1,450	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
	TalTal 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	950	950	950	950	950	950
Solar CSP	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	200	200	485	845	845	845
	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	200
	TalTal 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	445	1,005	1,905	3,005

4.3.3 RESULTADOS ESCENARIO C. ETAPA I OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN.

Los resultados obtenidos de la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión para el Escenario C, se presentan en las Figura 4-5, Tabla 4-6, Tabla 4-7, y esquemáticamente en la Figura 4-6. A partir de los resultados, al igual que para los Escenarios A y B, se observan alto niveles de inserción ERV solar y eólico, pero a diferencia de estos, en este escenario se observa mayor nivel de inserción de bombeo. Para este escenario, se identificaron niveles de inserción cercanos a los 17.000 [MW] y 14.000[MW] al año 2039 de ERV solar y eólica respectivamente. Dichos niveles adicionales de inserción eólica y solar dicen directa relación con el déficit de potencia que generaría la salida temprana de centrales a carbón que fue incorporada en este escenario, a partir de las curvas de salida de carbón de la PELP, del Ministerio de Energía.

Adicionalmente, y al igual que para los Escenarios A y B, se observó la conveniencia económica de nuevas líneas HVDC entra la zona norte y centro del Sistema Eléctrico Nacional, para permitir la inserción de ERV solar y eólica de bajo costo de inversión y alto factor de planta comparativo¹³. Para este escenario, se identificó económicamente factible la construcción de una nueva línea HVDC con una capacidad de 2000 [MW] entre la futura S/E Kimal y la S/E Polpaico para el año 2031, junto con dos líneas HVDC entre S/E Parinas y S/E Lo Aguirre, en los años 2028 y 2037.

Finalmente, se mantienen las observaciones presentadas para los Escenarios A y B, respecto al carácter referencial de estas propuestas.

¹³ Bajo costo de desarrollo respecto a otras tecnologías y alto factor de planta en comparación a plantas solares ubicadas en la zona centro y centro-sur del país. Factores de planta anual de centrales solares en el norte del país, pueden alcanzar niveles cercanos al 35% en algunas zonas.

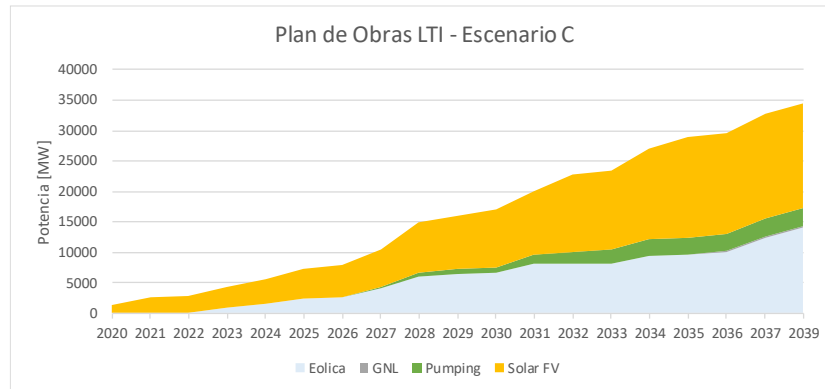


Figura 4-5: Resultados Etapa I optimización. Potencia instalada por tecnología, Escenario C

Tabla 4-6: Resultados Etapa I optimización. Detalle potencia instalada por tecnología, Escenario C

Año	Eolica	GNL	Pumping	Solar FV
2020	0	0	0	1300
2021	0	0	0	2650
2022	0	0	0	2750
2023	900	0	0	3350
2024	1450	0	0	4050
2025	2450	0	0	4850
2026	2500	0	0	5400
2027	4150	0	200	6050
2028	6050	0	500	8350
2029	6350	0	900	8750
2030	6550	0	900	9550
2031	8150	0	1400	10400
2032	8200	0	1900	12750
2033	8200	0	2300	13000
2034	9500	0	2700	14850
2035	9650	0	2700	16500
2036	9950	350	2700	16600
2037	12300	350	3000	17150
2039	14000	350	3000	17150

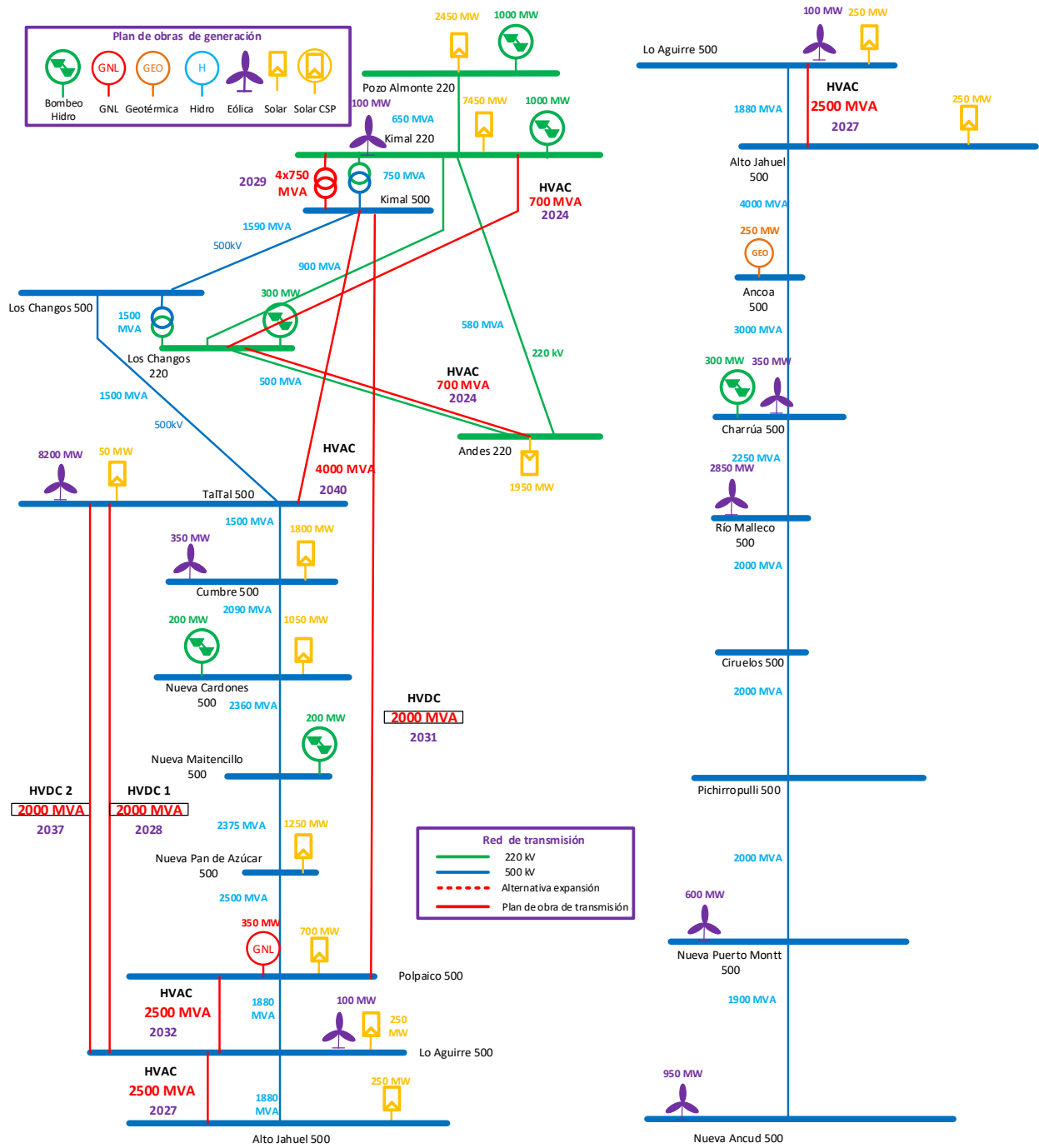


Figura 4-6: Diagrama unilineal simplificado utilizado en Etapa I optimización. Resultados Escenario C

Tabla 4-7: Resultados Etapa I optimización. Detalle potencia instalada por tecnología y barra Opt, Escenario C

Tecnología	Barra Opt	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2039	
Eólica	Charrua 500 Opt	0	0	0	100	200	200	200	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	
	Cumbre 500 Opt	0	0	0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	
	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
	Nueva Ancud 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	650	650	750	750	750	750	950	950	950	950	950	
	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	150	150	150	150	150	500	600	600	600	
	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	500	850	850	850	1,500	1,500	1,500	1,800	1,800	2,000	2,200	
	TalTal 500 Opt	0	0	0	450	900	1,900	1,950	2,200	3,550	3,700	3,900	4,850	4,900	4,900	5,350	5,400	5,500	7,650	8,200	
GNL	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	350	
Pumping	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	
	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	600	600	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	
	Nueva Maitencillo 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	
	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	300	300	300	600	600	1000	1000	1000	1000	
	Alto Jahuel 500 Opt	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	
Solar FV	Andes 220 Opt	450	450	550	700	1,000	1,250	1,400	1,400	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950	1,950	
	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	350	350	650	800	900	1,400	1,750	1,800	1,800	
	Kimal 220 Opt	100	150	150	200	600	850	850	850	1,700	1,800	2,600	3,100	5,000	5,050	5,900	7,050	7,050	7,450	7,450	
	Lo Aguirre 500 Opt	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	
	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	150	300	300	800	800	800	800	850	900	900	1,000	1,000	1,050	1,050	
	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	200	200	450	450	450	550	800	850	950	950	950	1,000	1,050	1,050	1,100	1,100	1,200	1,200	
	Polpaico 500 Opt	0	400	400	400	400	400	400	600	600	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	
	Pozo Almonte 220 Opt	750	950	950	1,100	1,100	1,250	1,400	1,600	1,650	1,700	1,700	1,750	1,950	1,950	2,450	2,450	2,450	2,450	2,450	
	TalTal 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50

4.3.4 RESUMEN DE ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ÓPTIMAS, ETAPA I OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN.

En la Tabla 4-8 se presentan los resultados de expansión óptima del sistema de transmisión, obtenido a partir de la optimización conjunta generación transmisión. No obstante, dichos resultados representan una primera aproximación u hoja de rutas para el desarrollo eficiente del sistema de transmisión, y sólo permiten vislumbrar en términos de orden de magnitud, la conveniencia económica de las alternativas de expansión de transmisión propuestas. En otras palabras, sólo permite verificar la factibilidad económica a las propuestas de transmisión requeridas para dar holguras óptimas que faciliten la competencia en generación, sin perder de vista el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio. En base a lo anterior, las evaluaciones finales para el dimensionamiento correcto de las propuestas de expansión de transmisión, requieren la realización de simulaciones de la operación económica, y estudios eléctricos más detallados.

Tabla 4-8: Resumen de alternativas de expansión óptimas obtenidas de la co-optimización generación-transmisión.

Líneas Evaluadas	Tensión [kV]	VI [MMUSD]	Flujo Máximo [MW]	Esc A	Esc B	Esc C
Kimal 220 Opt->Los Changos 220 Opt II	220	75	700	2024	2024	2024
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt II	500/220	75	2500	2037	-	2029
Kimal 500 Opt->TalTal 500 Opt	500	300	4000	2035	-	2040
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt	500	1350	2000	-	-	2031
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt II	500	50	2500	2035	2036	-
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt III	500	50	2500	-	2036	2027
Los Changos 220 Opt->Andes 220 Opt II	220	100	700	2024	2024	2024
Los Changos 500 Opt->Los Changos 220 Opt II	500/220	75	2500	2034	-	-
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	500	50	2500	2035	2035	2032

Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt III	500	50	2500	2031	-	-
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt	500	1150	2000	2039	-	2028
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	500	1150	2000	-	2032	2037
TalTal 500 Opt->Polpaico 500 Opt III	500	1730	4000	2033	-	-

4.4 RESULTADOS ETAPA II-OPTIMIZACIÓN INVERSIONES DE GENERACIÓN CON RESTRICCIONES OPERATIVAS.

4.4.1 RESULTADOS ESCENARIO A. ETAPA II OPTIMIZACIÓN UNINODAL.

De acuerdo a lo indicado previamente, en esta sección se presentan los resultados para el Escenario A-base, asociados a la etapa II de optimización, en la cual se realiza la optimización de inversiones de generación considerando restricciones operativas de corto plazo. En términos globales, las restricciones generales operativas de corto plazo incorporadas al modelo optimización de inversiones en generación, son las siguientes:

- Mínimos técnicos.
- Tiempos mínimos de operación de unidades térmicas.
- Costos de encendido de centrales con alto ciclaje.
- Restricciones dinámicas asociadas al control secundario de frecuencia.
 - Restricción linealizada de los requerimientos de inercia mínima del sistema en función de la velocidad de respuesta del CPF (restricciones acopladas).
 - Requerimientos dinámicos de CPF.
 - Requerimientos dinámicos de CSF.
 - Requerimientos dinámicos de Rampa

En este apartado, se presentan los resultados de esta etapa de optimización para el Escenario A-base, considerando distintos niveles de incorporación de las restricciones operativas en el problema de optimización, con el fin de cuantificar el impacto de los requerimientos de flexibilidad sobre los niveles óptimos de inserción de ERV, y adicionalmente incorporando como alternativas de inversión recursos que permiten proveer flexibilidad al sistema, aumentando los niveles de inserción óptima factible de ERV.

Los resultados obtenidos de la optimización de inversiones para el caso base, el cual considera todas las restricciones operativas modeladas presentadas con antelación, se presentan en la Figura 4-7 y Tabla 4-9. De los resultados se puede observar que, en el largo plazo, se alcanzan niveles de inserción similares de ERNC solar y eólica respecto al entregado por el modelo etapa 1 del mismo escenario, no obstante, de igual forma se alcanzarían altos niveles de inserción económicamente eficiente de dicha tecnología. De igual manera, se observa que parte de la potencia instalada en centrales de bombeo se distribuye aquí en bombeo y centrales solares CSP.

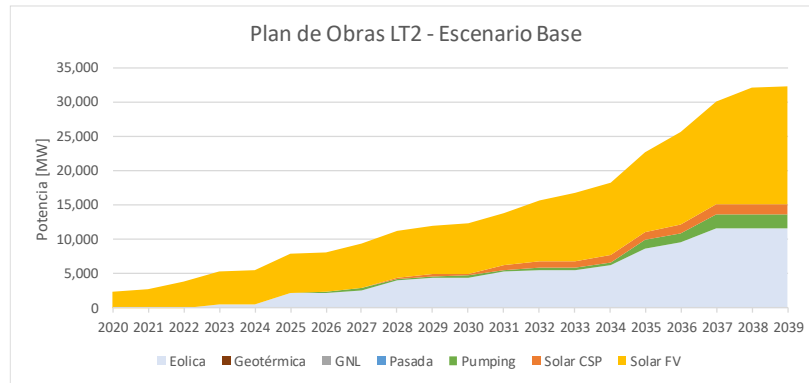


Figura 4-7: Resultados potencia instalada por tecnología, Escenario A

Tabla 4-9: Resultados potencia instalada por tecnología, Escenario A

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Eólica	0	0	0	500	500	2,200	2,200	2,600	3,900	4,400	4,450	5,300	5,450	5,450	6,181	8,581	9,631	11,631	11,631	11,631
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	650	900	900	1,100	1,200	1,200	1,650	1,650	1,650
Pumping	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	400	400	400	1,300	1,300	1,900	1,900	1,900
Solar FV	2,250	2,750	3,850	4,750	4,950	5,750	5,750	6,600	6,900	7,100	7,450	7,600	8,850	9,950	10,600	11,650	13,450	14,950	17,000	17,050

4.4.2 RESULTADOS ESCENARIO B. ETAPA II OPTIMIZACIÓN UNINODAL.

Los resultados obtenidos de la optimización de inversiones para el escenario B, considerando las restricciones operativas modeladas, se presentan en la Figura 4-8 y Tabla 4-10. De los resultados se puede observar que, en el largo plazo, se alcanzan niveles límite de inserción de ERNC eólica y solar que son superiores a los obtenidos de la optimización conjunta generación-transmisión. Lo anterior, debido a que a su vez se incrementó la necesidad de bombeo, el cuál no apareció en el modelo etapa 1. Es decir, las restricciones operativas gatillaron mayor recurso de flexibilidad, mientras que en el primer caso primó el costo de inversión de las tecnologías, que en este escenario se decrementó para el CSP.

Debido a que la proporción de ERV variable aumentó, el monto global de potencia incorporada por este modelo fue superior al modelo etapa 1.

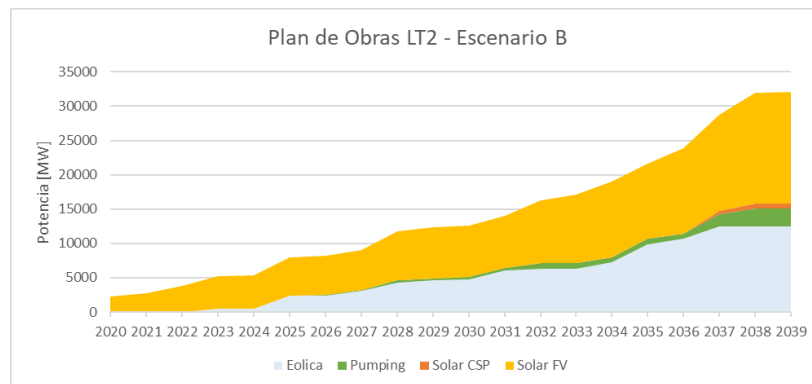


Figura 4-8: Resultados potencia instalada por tecnología, Escenario B

Tabla 4-10: Resultados potencia instalada por tecnología, Escenario B

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Eólica	0	0	0	450	450	2,350	2,350	3,050	4,300	4,600	4,750	6,100	6,300	6,300	7,200	9,850	10,650	12,450	12,500	12,500
Pumping	0	0	0	0	0	0	200	200	300	300	300	300	800	800	800	800	800	1,800	2,600	2,600
Solar	2,300	2,750	3,850	4,750	4,950	5,650	5,650	5,800	7,200	7,500	7,500	7,650	9,150	10,050	11,000	11,000	12,400	13,950	16,150	16,200
Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	510	720	720

4.4.3 RESULTADOS ESCENARIO C. ETAPA II OPTIMIZACIÓN UNINODAL.

Los resultados obtenidos de la optimización de inversiones para el escenario C, considerando las restricciones operativas modeladas, se presentan en la Figura 4-9 y

Tabla 4-11. De los resultados se puede observar que, en el mediano plazo, se alcanzan niveles límite de inserción de ERNC solar y eólica, que conversan con los obtenidos de la optimización conjunta generación-transmisión. A su vez, los montos totales también son muy similares, debido a que las tecnologías mencionadas son las que resultan costo-eficientes ante la salida del carbón, mientras que el bombeo es la tecnología con mejor desempeño en términos de flexibilidad.

Destacar que para el escenario C, se considerará el escenario resultante de la optimización conjunta generación – transmisión como el escenario C definitivo para realizar las simulaciones de la operación de largo plazo.

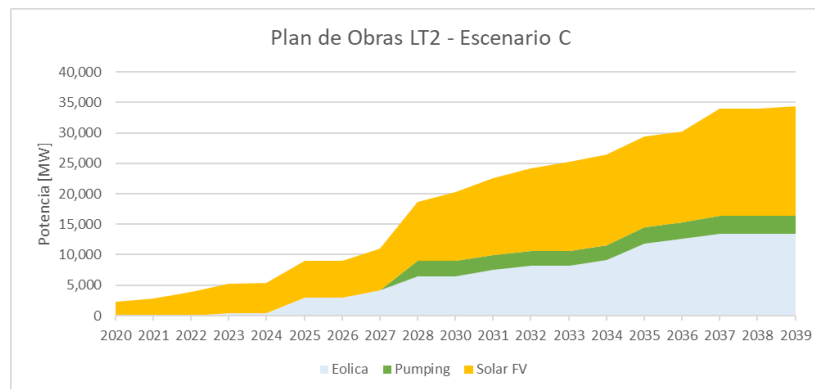


Figura 4-9: Resultados potencia instalada por tecnología, Escenario C.

Tabla 4-11: Resultados potencia instalada por tecnología, Escenario C.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Eólica	0	0	0	450	450	3,000	3,000	4,200	6,431	6,431	7,481	8,131	8,131	9,081	11,831	12,581	13,431	13,431	13,431
Pumping	0	0	0	0	0	0	0	0	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,700	2,700	3,000	3,000	3,000
Solar	2,300	2,750	3,850	4,750	4,950	5,950	5,950	6,850	9,700	11,400	12,550	13,600	14,600	14,850	14,850	14,900	17,500	17,550	18,000

4.5 COMPARACIÓN Y EMPALME DE RESULTADOS ETAPAS I Y II DE OPTIMIZACIÓN

4.5.1 COMPARACIÓN ESCENARIO A

Una primera comparación de los resultados para el Escenario A-Base de las etapas I y II de optimización, que dan cuenta de los costos de inversión en transmisión y los costos por requerimientos de flexibilidad asociados a la inserción de ERV en la elaboración de los planes de obras de generación, se presentan en la Figura 4-10.

De las gráficas se observa que la inserción solar y eólica óptima factible obtenida del modelo de optimización conjunta de inversiones generación-transmisión es muy similar a la obtenida del modelo de inversiones de generación con restricciones de corto plazo. Lo anterior permite concluir que los costos de inversión por concepto de transmisión son similares a los costos de flexibilidad que visualiza necesarios el sistema para suplir demanda y la salida de centrales a carbón.

Adicionalmente, de los resultados se puede dar cuenta de que al no incorporar las restricciones operativas en el modelo de optimización conjunto generación – transmisión, no es posible evidenciar la necesidad de inversiones en recursos que permiten dar mayor flexibilidad al sistema, como lo es el caso de las centrales solares CSP. Lo anterior también puede explicarse por el requerimiento de transmisión que tendrían las centrales de bombeo, las cuales se emplazan principalmente en la zona norte del sistema eléctrico nacional.

Finalmente, se debe recalcar que los requerimientos de flexibilidad impuestos al modelar las restricciones operativas para evaluar la inserción de ERV, no imponen limitaciones adicionales a la inserción de ERV óptima obtenida en la optimización conjunta generación-transmisión, y sólo distribuyen recursos adicionales para proveer flexibilidad, como los son preliminarmente las centrales CSP. En base a lo anterior, en el Escenario A-Base, el plan de obras de generación utilizado para la coordinación hidrotérmica¹⁴ corresponderá al obtenido en la etapa I de optimización conjunta de inversiones generación-transmisión con el ajuste bombeo-CSP.

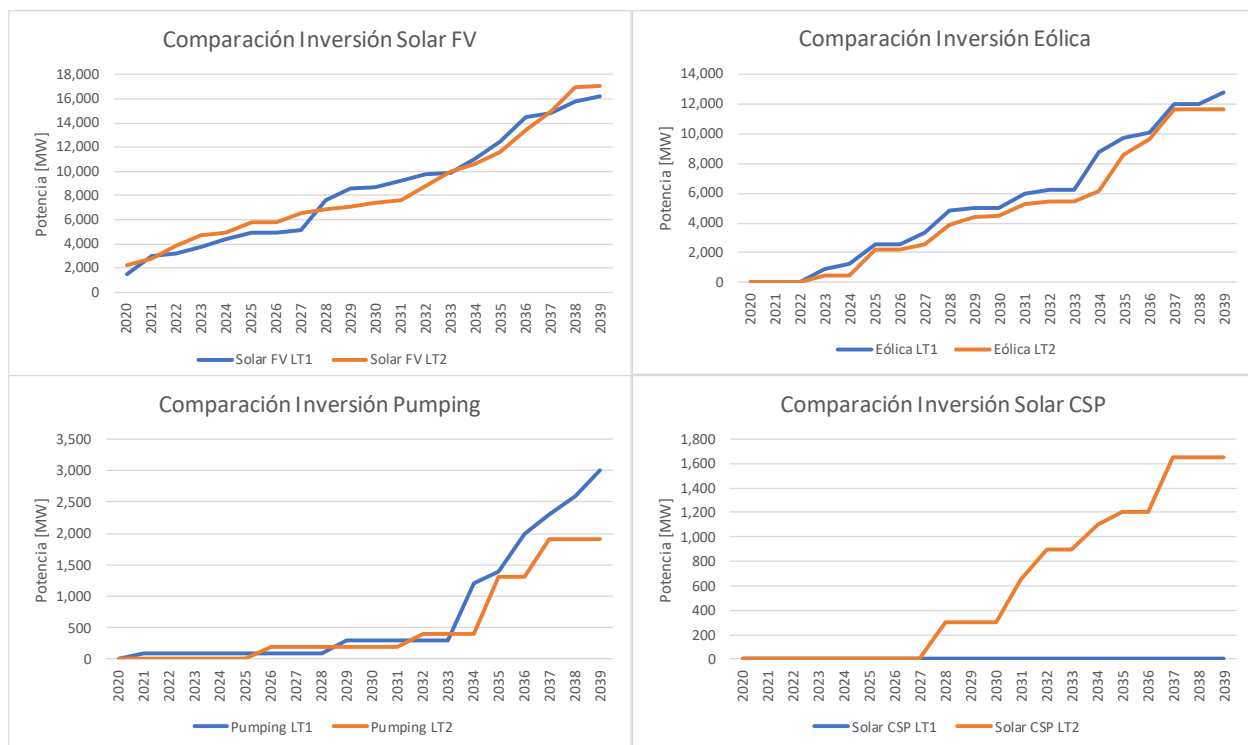


Figura 4-10: Comparación preliminar de resultados etapas I y II de optimización. Escenario A-Base.

¹⁴ Simulación de la operación económica

4.5.2 COMPARACIÓN ESCENARIO B

Los resultados de la comparación de escenarios de generación obtenidos en las etapas I y de II optimización para el escenario B se presentan en la Figura 4-11.

La conclusión principal es que al disminuir el costo de inversión en la tecnología solar CSP, el modelo de co-optimización generación – transmisión prefiere instalar aquella por sobre las centrales solares y eólicas, producto del mejor factor de planta que presenta el CSP. Por este mismo motivo, la cantidad de potencia máxima que incorpora el modelo al sistema es inferior a los escenarios A y C.

A su vez, como este último también permite dotar de flexibilidad al sistema, no instala bombeo, el cuál por sus zonas de emplazamiento implica un mayor costo de transmisión (pese a que su costo de inversión sigue siendo más bajo al CSP en este escenario).

Por coherencia con los recursos de transmisión a testear, el escenario B inicialmente será aquel que fue provisto por el modelo de co-optimización generación – transmisión.

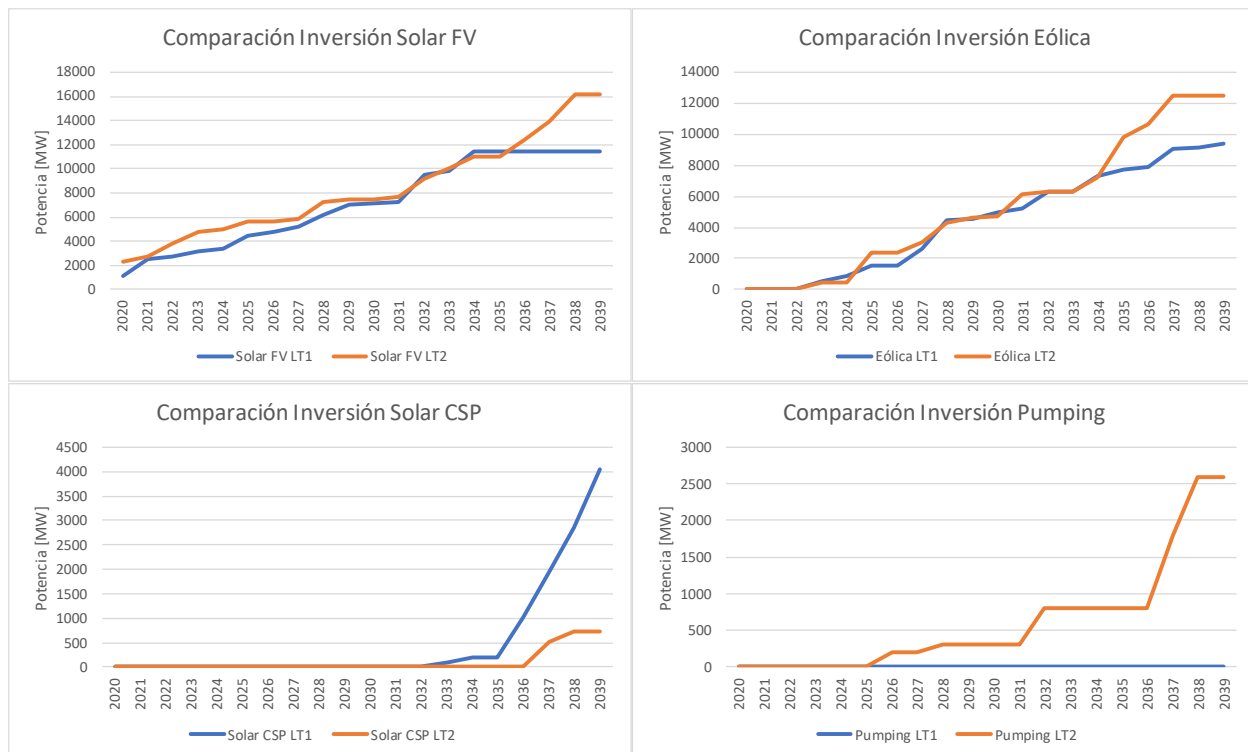


Figura 4-11: Comparación de resultados etapas I y II de optimización. Escenario B.

4.5.3 COMPARACIÓN ESCENARIO C

Los resultados de la comparación de escenarios de generación obtenidos en las etapas I y de II optimización para el escenario C se presentan en la Figura 4-12. En dicha figura se presenta la comparación de la inserción de ERNC solar, eólica y bombeo para este escenario, donde se puede observar un comportamiento similar para las dos primeras, en tanto que el bombeo tiene un salto importante a partir del año 2027. Teniendo en cuenta que este escenario modeló una salida acelerada de carbón, que

justamente comienza el año mencionado, las restricciones operativas gatillan un requerimiento de flexibilidad con antelación al modelo que observa también la transmisión.

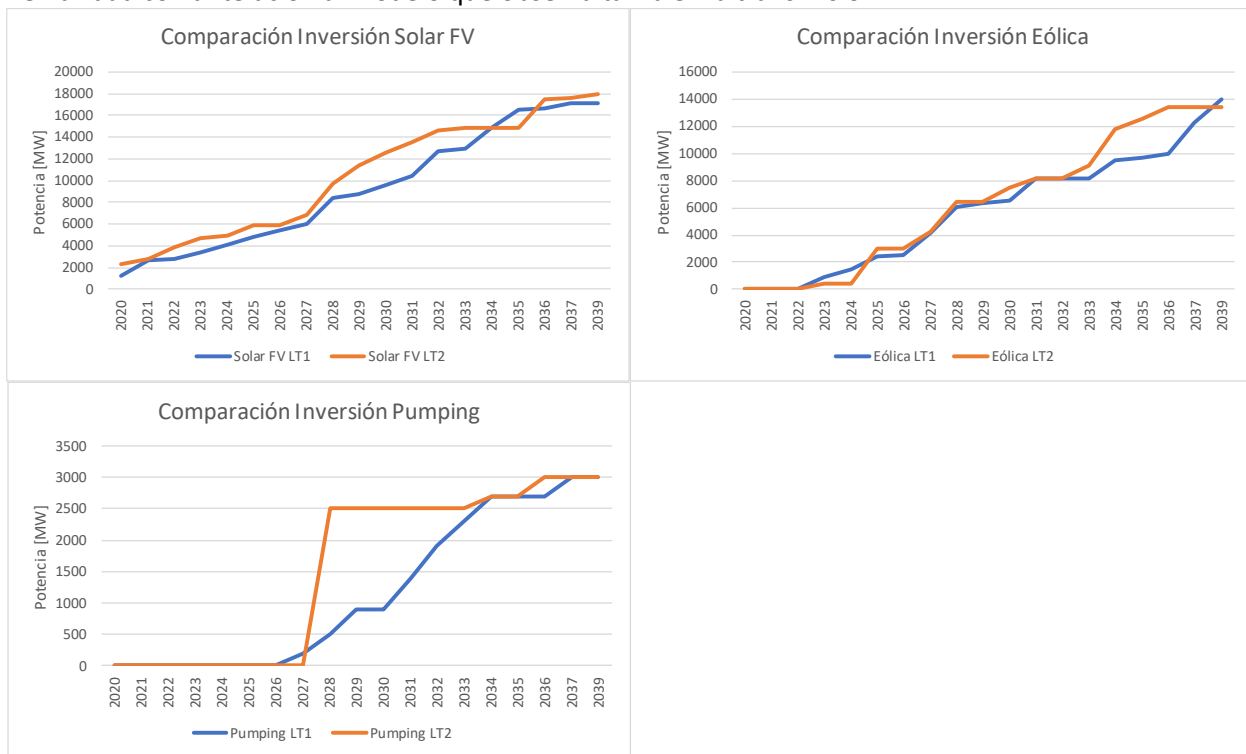


Figura 4-12: Comparación de resultados etapas I y II de optimización. Escenario C.

4.6 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN RESULTANTES

De los resultados obtenidos de las distintas etapas de optimización, se observó que, en términos cuantitativos, fueron en general similares las limitaciones económicas que imponían los costos de inversión en transmisión respecto a las impuestas por las restricciones operativas de corto plazo que se acrecientan con la inserción de ERV. Lo anterior, permite suponer que el sistema chileno requerirá de niveles de flexibilidad adicionales para permitir una alta inserción de ERV, que al tener bajos costos de inversión, se vislumbra que será la que tenga mayor ingreso, teniendo a su vez a la vista el desmantelamiento de centrales a carbón que se ha planteado a partir de los planes provistos por el Ministerio de Energía.

A pesar de lo anterior, se consideró razonable utilizar los planes de obra resultantes de la etapa I de optimización, esto es, resultados de la optimización conjunta generación-transmisión sin considerar restricciones operativas, para efectos de definir los planes de obras de generación definitivos que fueron utilizados para la realización de las simulaciones de la operación de largo plazo, y por ende, para realizar las evaluaciones económicas de los proyectos que serán analizados, salvo en el escenario A, donde se mencionó un ajuste. Por consiguiente, **los escenarios A, B y C a utilizar fueron los obtenidos en la etapa I de optimización, presentados en la sección 4.3.**

5 PROYECTOS CON SOLICITUDES DE CONEXIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

La aplicación de la metodología ya presentada en los anteriores apartados del documento indica la potencia que óptima para el sistema, desde un punto de vista centralizado. A su vez, establece la ubicación de los proyectos a partir de la definición de una red de transmisión reducida, que provee de 21 posibles nodos, por consiguiente, cada uno de estos nodos representa a un área más extensa del sistema eléctrico nacional “real”.

Teniendo lo anterior en consideración, y que a su vez, el Coordinador es el encargado de la gestión y autorización para la conexión de nuevos proyectos al sistema, es preciso hacer un cruce entre los registros de los próximos proyectos a conectarse y la información resultante del modelo de co optimización generación – transmisión, tanto para reflejar la realidad del desarrollo de nuevas centrales, junto con precisar la ubicación de aquellos proyectos fruto de la optimización.

Para ello, se consideraron los proyectos que han realizado las siguientes etapas del proceso de Acceso Abierto y el consiguiente grado de avance en él:

1. Proyectos que se sometieron a la aplicación de la Resolución Exenta 606: Iniciativas que validaron su punto de conexión asignado con antelación al 31 de diciembre del 2017, por los Centros Económicos de Despacho de Carga del Sistema del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, en el plazo asignado por la REx. Mencionada y sus modificaciones.
2. Proyectos que ingresaron una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica: Iniciativas de generación que solicitaron conexión en una instalación de transmisión dedicada. En el caso de esta categoría, fueron considerados aquellos proyectos que cuentan con la aprobación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, y están en vías de declararse en construcción.
3. Proyectos que ingresaron una Solicitud de Aprobación de Solución de Conexión: Iniciativas de generación que solicitaron conexión en una instalación de transmisión de servicio público. En el caso de esta categoría, fueron considerados aquellos proyectos que cuentan con la aprobación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, y que por consiguiente cuentan con un Informe de Aprobación de Conexión Final y/o Definitivo.

Los proyectos que fueron incorporados, luego del análisis precedente, y que por consiguiente reemplazan parte de la potencia que fue sugerida por el modelo de co optimización generación – transmisión, se presentan en la Tabla 5-1.

Nombre DCAA	Desarrollador	Tecnología	P [MW]	Punto de conexión (LT o S/E)	Solicitud	Estado
CH Digua	Eléctrica Digua SpA	Hidroeléctrica	20	Línea 2x220 kV San Fabián - Ancoa	SUCT	Declarada en constr.
CHP Trupán	Asociación de Canalistas del Canal Zañartu	Hidroeléctrica	20	Línea 1x154 kV Abanico - Charrúa	SUCT	Declarada en constr.
MCH Cipresillos	Eléctrica Cipresillos SpA	Hidroeléctrica	9	Línea 1x66 kV Coya - Pangal	SUCT	Declarada en constr.
Hidromochó	Hidromochó S.A.	Hidroeléctrica	15	S/E El Mocho 23 kV	SUCT	Declarada en constr.
PE Calama	Engie Energía Chile S.A.	Eólico	150	Línea 1x220 kV Calama - Solar Jama	SUCT	Aprobada DCAA
Ckani	Mainstream	Eólico	109.2	S/E El Abra 220 kV	SUCT	Aprobada DCAA
Domeyko Oeste FV	Domeyko Oeste Cinco SpA	Solar	201	S/E Puri 220 kV	SUCT	Aprobada DCAA
FV Pampa	Mainstream	Solar	100	S/E Farellón 220 kV	SUCT	Aprobada DCAA
PE Tchamma	Mainstream	Eólico	159.6	S/E Pallata	SUCT	Aprobada DCAA
PE Cerro Tigre	Mainstream	Eólico	184.8	S/E Farellón 220 kV	SUCT	Aprobada DCAA
PE Alena	Mainstream	Eólico	84	Línea 1x154 kV Los Ángeles - Santa Fé	SUCT	Aprobada DCAA
PF La Huella	AustrianSolar Chile SpA.	Solar	84	S/E Don Héctor 220 kV	SUCT	Aprobada DCAA
PV Coya	Solventus Chile SpA.	Solar	180	Línea 1x220 kV Crucero - Radomiro Tomic	SUCT	Aprobada DCAA
Blancas Solar	Renovalia Chile Tres SpA.	Solar	20	Línea 1x66 kV Palestina - EL Peñón	SUCT	Aprobada DCAA
PE San Matías	Eólica San Matías SpA	Eólico	140	Línea 1x220 kV Tap María Dolores - Celulosa Laja	SUCT	Aprobada DCAA
San Pedro I	GPG Solar Chile 2017 SpA	Solar	100	Línea 1x220 kV Calama - Solar Jama	SUCT	Aprobada DCAA
Ampliación Cerro Pabellón	Geotérmica del Norte S.A.	Geotérmica	33	S/E Cerro Pabellón	SUCT	Aprobada DCAA
PF Sol de Atacama	AustrianSolar Chile Dos SpA.	Solar	80	Línea 1x110 kV Planta de Bombeo 2 - Manto Verde	SUCT	Aprobada DCAA
PF La Cruz Solar	Fotovoltaica Norte Grande 1 SpA	Solar	50	S/E La Cruz 220 kV	SUCT	Aprobada DCAA
PF Libertad I	Libertad SpA	Solar	9	S/E Agrosúper 23 kV	SUCT	Aprobada DCAA
PE Piedra Amarilla	PE Piedra Amarilla SpA	Eólico	72	Línea 1x220 kV Mulchén - PE Renaico	SUCT	Aprobada DCAA
PE Mesamavida	AES Gener	Eólico	60	S/E Santa Luisa 154 kV	SUCT	Aprobada DCAA
PE Quillagua	Parque Eólico Quillagua SpA	Eólico	200	S/E PE Quillagua 220 kV	SUCT	Aprobada DCAA
PF Los Andes	AES Gener	Solar	80	S/E Andes 23 kV (AT. 345/220/23 N°3)	SUCT	Declarada en constr.
PF Los Andes	AES Gener	Solar	200	S/E Andes 220 kV	SUCT	Aprobada DCAA
Los Olmos	AES Gener	Eólico	100	1X220 kV Tolpán - Mulchén	SUCT	Aprobada DCAA
Los Guindos Etapa II	Los Guindos Generación SpA	Diesel/Gas	132	S/E Charrúa 220 kV	SASC	En operación
San Gabriel y Tolpán Sur	Parque Eólico San Gabriel SpA	Eólico	183	S/E Mulchén 220 kV	SASC	Declarada en constr.
San Gabriel y Tolpán Sur	Tolpán Sur SpA	Eólico	84	S/E Mulchén 220 kV	SASC	Declarada en constr.
PE La Flor	Vientos de Renaico SpA	Eólico	32.4	S/E Nahuelbuta 66 kV	SASC	Declarada en constr.
Atacama Solar	Atacama Solar S.A.	Solar	150	S/E Lagunas 220 kV	SASC	Declarada en constr.
PF Almeyda	Acciona Energía Chile SpA	Solar	52	S/E Cumbre 220 kV	SASC	Declarada en constr.
Granja Solar	María Elena Solar S.A. (SolarPack)	Solar	105	S/E Lagunas 220 kV	SASC	Declarada en constr.
MAPA	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Biomasa	166	S/E Lagunillas 220 kV	SASC	Declarada en constr.
PE Negrete	WPD Negrete SpA	Eólico	39	S/E Negrete 66 kV	SASC	Aprobada DCAA
PF Escondido	Mainstream	Solar	145	S/E Cardones 220 kV	SASC	Aprobada DCAA

Tabla 5-1: Proyectos con Solicitud de Conexión incorporados a los Planes de Generación.