

## APÉNDICE I

# Informe de Resultados Plan de Obras de Generación 2020

## Informe Preliminar

22 de diciembre de 2020

---

DEPARTAMENTO DE PROSPECTIVA

[www.coordinadorelectrico.cl](http://www.coordinadorelectrico.cl)

## CONTROL DEL DOCUMENTO

Nombre	Cargo	
Juan Carlos Araneda T.	Subgerente de Planificación	Revisión
Giovani Bastidas H.	Ingeniero Departamento de Prospectiva	Desarrollo

## CONTENIDO

<b><u>1</u></b>	<b><u>RESUMEN EJECUTIVO</u></b>	<b><u>4</u></b>
<b><u>2</u></b>	<b><u>MODELACIÓN Y CONSIDERACIONES</u></b>	<b><u>5</u></b>
<b>2.1</b>	<b>BASES DEL ESTUDIO</b>	<b>5</b>
<b>2.2</b>	<b>MODELACIÓN GENERAL</b>	<b>5</b>
<b>2.3</b>	<b>OPTIMIZACIÓN</b>	<b>6</b>
<b>2.4</b>	<b>ESCENARIOS FUTUROS</b>	<b>8</b>
<b><u>3</u></b>	<b><u>RESULTADOS DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN</u></b>	<b><u>11</u></b>
<b>3.1</b>	<b>PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN-TRANSMISIÓN MODELO LT1</b>	<b>11</b>
<b>3.2</b>	<b>PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN MODELO LT2</b>	<b>17</b>
<b>3.3</b>	<b>COMPARACIÓN PLANES DE GENERACIÓN MODELO LT1 Y LT2</b>	<b>23</b>
<b>3.4</b>	<b>COMPARACIÓN PLANES DE GENERACIÓN MODELO LT2 DISTINTOS ESCENARIOS</b>	<b>29</b>
<b><u>4</u></b>	<b><u>CONCLUSIONES</u></b>	<b><u>32</u></b>
<b><u>5</u></b>	<b><u>ANEXOS</u></b>	<b><u>34</u></b>
<b>5.1</b>	<b>ANEXO-DEMANDA DEL SISTEMA</b>	<b>34</b>
<b>5.2</b>	<b>ANEXO-PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN ESCENARIOS – MODELO LT2</b>	<b>35</b>
<b>5.3</b>	<b>ANEXO-MODELO OPTIMIZACIÓN DE INVERSIONES GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO</b>	<b>39</b>
<b>5.3.1</b>	<b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN</b>	<b>39</b>
<b>5.3.2</b>	<b>MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE INERCIA</b>	<b>44</b>
<b>5.3.3</b>	<b>MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE CPF</b>	<b>48</b>
<b>5.3.4</b>	<b>MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RAMPA.</b>	<b>51</b>
<b>5.3.5</b>	<b>MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RESERVA PARA CSF</b>	<b>53</b>
<b>5.3.6</b>	<b>MÍNIMOS TÉCNICOS</b>	<b>55</b>
<b>5.3.7</b>	<b>TIEMPOS MÍNIMOS DE OPERACIÓN</b>	<b>55</b>
<b>5.3.8</b>	<b>COSTOS DE ENCENDIDO DE CENTRALES</b>	<b>55</b>
<b>5.3.9</b>	<b>COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA</b>	<b>55</b>

## 1 RESUMEN EJECUTIVO

---

Este informe tiene como objetivo presentar los resultados del proceso de obtención de los planes de obra de generación, utilizados como insumo relevante para el desarrollo de la recomendación anual de expansión del sistema de transmisión realizada por el Coordinador. En este contexto, en este informe se presentan las principales consideraciones utilizadas en el estudio, la modelación del sistema utilizada para realizar los procesos de optimización de inversiones, y el análisis de los principales resultados de los planes de obra de generación obtenidos.

En la primera parte del informe, se presentan las bases utilizadas para el estudio, donde se incorporan los principales supuestos asociados a la proyección de variables relevantes para el desarrollo del sistema, entre ellas, demanda de energía, series hidrológicas, precios de combustibles, costos de inversión de tecnologías, y decisiones sobre el proceso de descarbonización de la matriz. Luego, se presenta la modelación general del sistema para la optimización de inversiones, donde se plantea cómo fue modelada la infraestructura existente del sistema para el proceso de obtención de planes de obra de generación. A continuación, se presentan los detalles respecto a los modelos de optimización de inversiones utilizados, y la configuración de estos modelos de optimización para recoger la modelación relevante que tiene mayor incidencia en la determinación de planes de obras de generación. Respecto a este último punto, se presentan dos modelos de optimización utilizados en serie para la obtención del plan de obras de generación, donde el primero corresponde a un modelo de optimización de inversiones generación-transmisión con red de transmisión reducida, y el segundo a un modelo de optimización de inversiones de generación considerando restricciones operativas para el sistema, red de transmisión reducida e inversiones en transmisión como dato de entrada proveniente del primer modelo de optimización. Finalmente, se presentan los escenarios futuros planteados para la elaboración de los planes de obra de generación, junto con los supuestos sobre escenarios futuros de retiro de unidades a carbón.

En la segunda sección del informe, se presentan los resultados de la optimización de inversiones obtenidas haciendo uso de los modelos planteados en la primera sección. Inicialmente se presentan los resultados de los planes de obra de generación-transmisión asociados al modelo 1 de optimización de inversiones generación-transmisión. A continuación, se presentan los resultados del modelo 2 de optimización de inversiones de generación con restricciones operativas, donde se usa como información relevante de entrada los planes de transmisión resultantes de la optimización del modelo 1. Luego se presenta una comparación entre los resultados entre ambos modelos, con el fin de ilustrar la importancia en la modelación de las restricciones operativas al momento de elaborar planes de obra de generación en un contexto de alta inserción de energías renovables variables. Finalmente, se presenta una comparación de resultados de desarrollo de las distintas tecnologías de generación entre los distintos escenarios, para los planes de obra de generación definitivos obtenidos con el modelo 2.

En la parte final del informe, se presentan las principales conclusiones del proceso de obtención de los planes de obras de generación, cómo del análisis de los planes de expansión resultantes.

## 2 MODELACIÓN Y CONSIDERACIONES

---

### 2.1 BASES DEL ESTUDIO

Para elaborar el plan de obras de generación se utilizaron modelos de optimización de inversiones que consideraron la siguiente información para construir las bases del estudio.

- **Previsión de Demanda:**

Se utilizó la proyección de demanda asociada a la recomendación anual de expansión de la transmisión del Coordinador para enero del año 2021. Los gráficos que resumen la proyección de energía y demanda máxima utilizada se presentan en el anexo 5.1.

- **Precios de Combustibles:**

Se utilizaron proyecciones de precios de GNL, Carbón y Diesel de acuerdo con Informes de Precios de Nudo de la CNE.

- **Series hidrológicas**

Se utilizó la información histórica disponible de 57 series hidrológicas para las centrales hidráulicas de embalse y pasada.

- **Perfiles ERV**

Se utilizaron datos reales históricos de perfiles de ERV diferenciados por localización de los recursos renovables, para conformar perfiles de generación para centrales existentes y en construcción

- **Modelación del SEN**

Se consideraron centrales generadoras y capacidad de líneas de transmisión existentes y en construcción.

- **Costos de desarrollo de tecnologías de generación y almacenamiento**

Se utilizaron las proyecciones de costos de inversión utilizadas para la actualización anual del Informe de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del año 2021 elaborada por el Ministerio de Energía.

- **Retiro de unidades a carbón**

Se consideran como base el cronograma oficial de retiro de unidades a Carbón comprometidas para el período 2020-2025, y la salida de unidades que poseen anuncios oficiales de retiro. Adicionalmente, para efectos del estudio se consideraron escenarios de retiro de unidades a carbón cuyo detalle se presenta en la sección de escenarios.

### 2.2 MODELACIÓN GENERAL

Específicamente para el estudio se realizaron consideraciones tanto para la modelación del sistema, como para la configuración de parámetros relevantes en la optimización de la operación horaria del sistema.

- **Restricciones operativas**

Adicional a las limitaciones típicas de las unidades de generación asociadas a mínimos técnicos y tiempos mínimos de operación, se utilizaron las siguientes restricciones operacionales adicionales para disponer de niveles de reserva e inercia suficientes para una operación segura del sistema:

- ✓ Requerimiento dinámico de Inercia en función de la velocidad de respuesta del CPF. Inercia Mínima SEN Norte, estabilidad angular.
- ✓ Requerimiento mínimo de potencia CPF. Optimización del CPF.
- ✓ Requerimiento dinámico de reserva secundaria en función de generación ERV. Optimización de provisión.
- ✓ Requerimiento dinámico de rampa de subida y bajada en función de generación ERV.

Un mayor detalle de la modelación y formulación de estas restricciones se incorporó en el Anexo 5.3.

- **Sistema de Transmisión**

Para la operación horaria futura se utilizó una red de transmisión reducida de 22 barras, que representa un sistema equivalente donde se modela la capacidad de transmisión del sistema principal. En este contexto, no modela el sistema de transmisión completo, ya que el foco de este modelo es identificar eventuales déficits regionales de inversión en generación o de niveles de reserva e inercia que pudiesen impactar en la operación futura del sistema, quedando el análisis más detallado del uso del sistema de transmisión adicional y local en otros modelos del estudio. Un mayor detalle de la modelación se incorporó en el 5.3.1

- **Uso de Embalses**

El uso de embalses es modelado a partir de la metodología Scenario Wise Decomposition, la cual optimiza la trayectoria de cotas de embalses considerando una misma trayectoria para las realizaciones hidrológicas en evaluación. Adicionalmente, se definió fijar la cota inicial igual a la cota final de los embalses principales en cada etapa de optimización<sup>1</sup>, para evitar el mayor uso del recurso en etapas iniciales asociados al factor de descuento utilizado.

- **Centrales de Embalses**

Se consideró la posibilidad de proveer reservas para el control primario de frecuencia, el control secundario de frecuencia y rampas, para la totalidad de las centrales de embalses, independiente de eventuales limitaciones de corto plazo para su provisión, asociadas a temporadas de riego o niveles de cota del embalse.

## 2.3 OPTIMIZACIÓN

Originalmente, la optimización del plan de obras de generación se realizaba a partir de los resultados de desarrollo óptimo del parque generador provenientes de dos modelos de optimización. En el primer modelo, denominado modelo LT1, se optimizaban las inversiones anuales de generación y almacenamiento considerando una red de transmisión reducida, con 5 bloques de demanda mensual y con relajación de restricciones operativas del sistema asociadas a restricciones de unidades de generación o asociadas a requerimientos de reservas, rampas e inercia para mantener la estabilidad del sistema.

---

<sup>1</sup> El largo de las etapas es de 5 años para la optimización generación-transmisión sin restricciones operativas, y de 1 año para la optimización de generación con restricciones operativas y red de transmisión reducida.

Luego se corría otro modelo denominado LT2, donde se optimizaban las inversiones en generación y almacenamiento considerando 5 bloques mensuales de demanda, y restricciones operativas asociadas a restricciones del parque generador o requerimientos para control de frecuencia; sin embargo, en este modelo no se consideraba la red de transmisión para reducir los tiempos de convergencia del modelo. Este modelo permitía entregar señales sobre el desarrollo de unidades que permitían proveer flexibilidad al sistema, en escenarios de alta inserción de ERV, con el fin de alcanzar un desempeño económico pero seguro para la estabilidad del sistema. A partir de estas señales se adaptaban los planes de obra de generación resultantes del modelo LT1.

No obstante, y a partir de otros estudios realizados por el Coordinador, se realizaron pruebas sobre los modelos de optimización utilizados, donde se identificó que era factible incorporar la red de transmisión reducida al modelo de optimización de inversiones con restricciones operativas, pero manteniéndola como una red de transmisión fija, y reduciendo el largo de las etapas de optimización inicialmente configuradas a 5 años. Se pudo identificar que reduciendo a etapas anuales la optimización de inversiones en generación, y dejando la red de transmisión reducida fija, era factible optimizar las inversiones en generación y almacenamiento, incluso aumentando la cantidad de bloques mensuales a 16 bloques. Lo anterior, permitió adaptar el modelo LT2 de tal manera de que era factible incorporar la red de transmisión reducida, y aumentar la resolución para los perfiles de operación del sistema, con lo que se puede replicar de buena manera los reales requerimientos de flexibilidad diario que tendrá el sistema en términos generales, más aún incorporando las limitaciones de capacidad del sistema de transmisión principal. La única desventaja de la nueva versión del modelo LT2, es que no es factible ni razonable incorporar optimización de inversión sobre el sistema de transmisión, porque en primer lugar los tiempos de convergencia hacen que esta estrategia no sea implementable, y además para lo anterior se requeriría que las etapas de optimización fueran de carácter multianual, de al menos 5 años, debido a que las decisiones para infraestructura de transmisión son de carácter multianual para la transmisión a gran escala, donde los usos del sistema de transmisión aumentan gradualmente en rangos de tiempo superiores al año.

Finalmente, como la adaptación del Modelo LT2 no permite la optimización de la red de transmisión, se adoptó la estrategia de optimizar el plan de obras de generación sin restricciones operativas a partir del Modelo LT1, y luego los planes de transmisión resultantes de la red reducida se consideran como dato de entrada para fijar la red de transmisión reducida presente y futura del sistema para el Modelo LT2. Luego la optimización del plan de obras de generación-almacenamiento resultante del Modelo LT2 adaptado sería el plan de obras de generación definitivo obtenido de los modelos de optimización, sin necesidad de tener que tomar señales del segundo modelo para adaptar el plan de generación resultante del modelo LT1.

### **Modelo LT2 actualizado**

El modelo final utilizado considera optimización de inversiones de generación con restricciones operativas, una red de transmisión reducida de 22 Barras, mientras que las inversiones de transmisión de la red principal se extraen de los resultados de optimización de generación-transmisión con el Modelo LT1. En términos de resolución, se utilizan 16 bloques mensuales cronológicos con el fin de emulación el comportamiento del perfil diario de generación, y se consideraron etapas anuales de optimización, siendo este último supuesto posible de implementar debido a que no se considera optimización de inversiones de transmisión, cuyas variables de decisión tienen relevancia interanual. El horizonte utilizado para el análisis de reconversión fue de 20 años, considerando el período 2021-2040. El detalle de la modelación de la red de transmisión reducida y formulación de las restricciones operativas se incorpora en el Anexo 5.3

## 2.4 ESCENARIOS FUTUROS

Para poder realizar análisis sobre los requerimientos futuros de expansión del sistema de transmisión, es necesario considerar distintos escenarios futuros de las variables más relevantes que influirán en el desarrollo y localización del parque generador futuro para el sistema. Para lo anterior, se generaron escenarios que recogen las variables de mayor incertidumbre para el desarrollo de generación, las cuales se refieren al proceso de descarbonización y sus fechas definitivas de materialización, junto con eventuales caídas menores a las proyectadas en los costos de inversión de nuevas tecnologías de generación. Adicionalmente, se incorpora la posibilidad de que haya oposición y/o futuras restricciones al desarrollo de determinados tipos de tecnologías de generación.

### Escenarios Planteados

Se plantean 4 escenarios en base a combinaciones de escenarios de inversión y descarbonización:

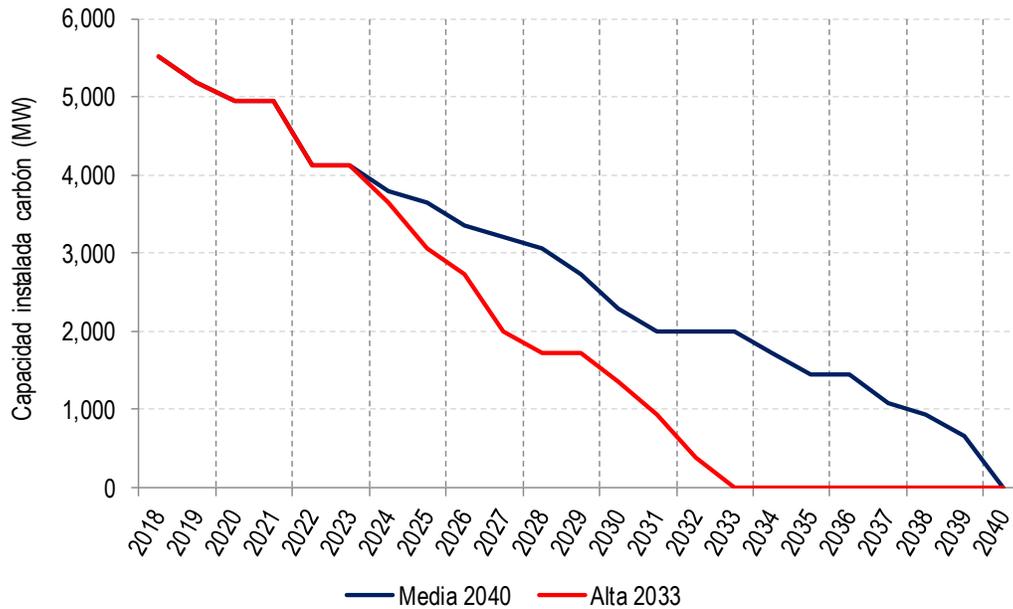
- **Escenarios de Descarbonización:**
  - ✓ Base descarbonización total al año 2040.
  - ✓ Sensibilidad con descarbonización total al año 2033.
- **Escenarios de Inversión:**
  - ✓ **Referencial:** Costos tecnologías referenciales de la PELP. Limitación Inversión Bombeo Hidráulico. No inversión en Carbón.
  - ✓ **Restringido 1 – Costos altos tecnologías:** Costo Alto PELP CSP, Bombeo, Eólico, Hidráulica, Geotermia. Bombeo hidráulico desde 2030. No inversión en Carbón.
  - ✓ **Restringido 2 – Escenario Sustentable:** Costo Alto PELP CSP, Bombeo, Hidráulica, Geotermia. Bombeo hidráulico desde 2030. Restricción de Inversión en Centrales GNL y Carbón.
- **Escenarios Utilizados:** En la Tabla 2.1 se presenta un resumen de los escenarios.
  - ✓ **Escenario A:** Referencial + Descarbonización 2040
  - ✓ **Escenario B:** Referencial + Descarbonización 2033
  - ✓ **Escenario C:** Restringido 1 + Descarbonización 2040
  - ✓ **Escenario D:** Restringido 2 + Descarbonización 2033

**Tabla 2.1: Escenarios considerados para planes de obra de generación 2020.**

Escenarios considerados para plan de obras de generación 2020					
Combinatoria de supuestos		ESC A	ESC B	ESC C	ESC D
Cronograma comprometido primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón. 2019-2024		SI	SI	SI	SI
Mecanismo de descarbonización		PELP	PELP	PELP	PELP
Año descarbonización total		<b>2040</b>	<b>2033</b>	<b>2040</b>	<b>2033</b>
Costos de inversión tecnologías de generación renovables	CSP	Referencial PELP	Referencial PELP	Alto PELP	Alto PELP
	Solar	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP
	Eólico	Referencial PELP	Referencial PELP	Alto PELP	Referencial PELP
	Geotérmica	Referencial PELP	Referencial PELP	Alto PELP	Alto PELP
	Hidráulica	Referencial PELP	Referencial PELP	Alto PELP	Alto PELP
Costos de inversión sistemas de almacenamiento	Baterías	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP
	Bombeo hidráulico	Referencial PELP	Referencial PELP	Alto PELP	Alto PELP
Costos de inversión tecnologías convencionales	GNL	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	Sin Convencionales
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos, bombeo y geotermia		Limitación Bombeo, sólo a contar del año 2028.	Limitación Bombeo, sólo a contar del año 2028.	Bombeo desde 2030	Bombeo desde 2030/ Limitación hidro + Limitación Inv. CC GNL.
Costo de combustible GNL		Referencial ITD CNE	Referencial ITD CNE	Referencial ITD CNE	Alto
Demanda Energética		Base Coordinador	Base Coordinador	Base Coordinador	Base Coordinador

Por su parte, las fechas de retiro de unidades a carbón consideradas se presentan en la Tabla 2.2. Esta tabla es representada gráficamente mediante la Figura 2.1, que muestra la evolución de la potencia instalada en centrales a carbón.

**Figura 2.1: Trayectorias de generación a carbón para distintas metas de descarbonización, Escenarios Media 2040 y Alta 2033. Potencia Instalada.**



**Tabla 2.2: Información centrales termoeléctricas a carbón y años de desconexión Escenarios actualización anual PELP 2020. Descarbonización al 2040 y 2033.**

UNIDAD GENERADORA	ZONA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	COMBUSTIBLE	REGIÓN	AÑO PUESTA EN SERVICIO	AÑOS DE SERVICIO	Año Desconexión Escenarios		Años Servicio Desconexión	
							ESC 40	ESC 33	ESC 40	ESC 25
Termoeléctrica Tocopilla - U12	Norte	87	Carbón	Antofagasta	1983	36	2019	2019	36	36
Termoeléctrica Tocopilla - U13	Norte	86	Carbón	Antofagasta	1985	36	2019	2019	34	34
Termoeléctrica Tarapacá Ventanas 1	Norte	158	Carbón	Tarapacá	1999	21	2019	2019	20	20
Bocamina	Centro	120	Carbón	Valparaíso	1964	56	2020	2020	56	56
Ventanas 2	Sur	130	Carbón	Biobío	1970	50	2020	2020	50	50
Termoeléctrica Tocopilla - U14	Centro	220	Carbón	Valparaíso	1977	43	2022	2022	45	45
Termoeléctrica Tocopilla - U15	Norte	136	Carbón	Antofagasta	1987	33	2022	2022	35	35
Termoeléctrica Norgener - NTO1	Norte	132	Carbón	Antofagasta	1987	33	2022	2022	35	35
Guacolda - U1	Norte	140	Carbón	Antofagasta	1995	25	2026	2025	31	30
Termoeléctrica Mejillones - CTM1	Norte	152	Carbón - Petcoke	Atacama	1995	25	2026	2025	31	30
Guacolda - U2	Norte	160	Carbón	Antofagasta	1995	25	2024	2024	29	29
Termoeléctrica Norgener - NTO2	Norte	152	Carbón - Petcoke	Atacama	1996	24	2025	2024	29	28
Termoeléctrica Mejillones - CTM2	Norte	136	Carbón	Antofagasta	1997	23	2027	2025	30	28
Guacolda - U3	Norte	174	Carbón	Antofagasta	1998	22	2024	2024	26	26
Nueva Ventanas	Norte	152	Carbón - Petcoke	Atacama	2009	11	2028	2025	19	16
Guacolda - U4	Centro	272	Carbón	Valparaíso	2010	10	2022	2022	12	12
Termoeléctrica Andina	Norte	152	Carbón - Petcoke	Atacama	2010	10	2029	2026	19	16
Termoeléctrica Angamos - ANG1	Norte	177	Carbón	Antofagasta	2011	9	2029	2027	18	16
Termoeléctrica Angamos - ANG2	Norte	277	Carbón	Antofagasta	2011	9	2035	2027	24	16
Termoeléctrica Hornitos	Norte	281	Carbón	Antofagasta	2011	9	2031	2028	20	17
Santa María	Norte	178	Carbón	Antofagasta	2011	9	2030	2026	19	15
Bocamina II	Sur	370	Carbón	Biobío	2012	8	2037	2030	25	18
Campiche	Sur	350	Carbón	Biobío	2012	8	2022	2022	10	10
Guacolda - U5	Centro	272	Carbón	Valparaíso	2013	7	2034	2031	21	18
Cochrane - CCH1	Norte	152	Carbón - Petcoke	Atacama	2015	5	2038	2031	23	16
Cochrane - CCH2	Norte	275	Carbón	Antofagasta	2016	4	2039	2032	23	16
Infraestructura Energética Mejillones	Norte	275	Carbón	Antofagasta	2016	4	2040	2032	24	16
	Norte	375	Carbón	Antofagasta	2018	2	2040	2033	22	15

### 3 RESULTADOS DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN

---

#### 3.1 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN-TRANSMISIÓN MODELO LT1

A partir del modelo de optimización de inversiones generación-transmisión planteado en la sección 2.3, se obtuvieron los resultados de los planes óptimos de generación y transmisión para los escenarios planteados en la sección 2.4. Los resultados del modelo para los distintos escenarios se presentan en la Figura 3.1.

De los resultados para los distintos escenarios se puede observar en todos los casos que el desarrollo óptimo del sistema está dado por generación renovable solar y eólica, siendo estas de mayor intensidad para los escenarios en que el retiro total de unidades a carbón se materializa al año 2033. Adicionalmente, dependiendo del escenario futuro para el desarrollo de proyectos de inversión, se materializan distintos tipos de inversiones en tecnologías capaces de proveer potencia base al sistema para los distintos escenarios, desarrollándose proyectos en base a concentración solar de potencia y ciclos combinados a GNL en algunos escenarios, y bombeo hidráulico en otros.

A su vez, estos resultados se ilustran de manera sintética en los diagramas unilineales simplificados de la red de transmisión reducida, en la Figura 3.2, Figura 3.3, Figura 3.4 y la Figura 3.5, para los escenarios A, B, C y D respectivamente. Estos resultados permiten evidenciar la necesidad del proyecto HVDC entre la zona norte y centro del sistema eléctrico nacional, ya que dicho proyecto se materializa en todos los escenarios. Respecto a este último punto, se debe destacar que en la mayoría de los casos se identifica la necesidad de una eventual bajada de este proyecto en la subestación Parinas, nodo TalTal en la red reducida, requerida para la inyección de generación renovable eólica, dado el alto potencial de este recurso en dicha zona.

Otro aspecto a destacar de los resultados es que, al comparar los resultados entre los escenarios con distinta fecha de retiro total de unidades a carbón, se puede observar que el adelanto de la descarbonización trae consigo una necesidad más temprana del proyecto HVDC entre la zona norte y centro del SEN, junto con el desarrollo de un enlace de mayor tamaño, o el desarrollo futuro de un segundo enlace.

Tal como se indicó previamente, estos resultados iniciales obtenidos del modelo de optimización de inversiones generación-transmisión permiten obtener un plan de transmisión preliminar para poder tomar como dato de entrada para el modelo de optimización de inversiones de generación con restricciones operativas y red de transmisión reducida (Modelo LT2). Sobre este punto, se debe destacar que en el modelo LT1 se utilizó una modelación con menor resolución para los bloques de demanda que los utilizados para el modelo LT2, lo que traería consigo una identificación menos precisa de los peak de generación renovable solar en los bloques día, lo que lleva a la necesidad de realizar una leve adaptación a dicho plan de transmisión, con el fin de reducir el impacto de no considerar menor resolución de este modelo sobre el desarrollo óptimo de la transmisión de gran escala. En este sentido, se adaptaron los desarrollos de transmisión resultantes del modelo LT1, principalmente adelantando los proyectos de transmisión en dos años respecto a los resultados de este modelo. Una vez obtenido este plan de transmisión definitivo, este se consideró como dato de entrada para el modelo LT2, y luego se optimizó el plan de obras de generación definitivo considerando restricciones operativas. Luego los planes de obra de generación resultantes de este modelo corresponden a los planes de obra de generación definitivos para los distintos escenarios.

Finalmente, la Tabla 3.1 presenta las fechas de entrada resultantes del modelo LT1 y las fechas definitivas utilizadas para optimizar el plan de generación haciendo uso del modelo LT2.

Figura 3.1: Planes de Obra de Generación Escenarios A, B, C y D. Modelo LT1.

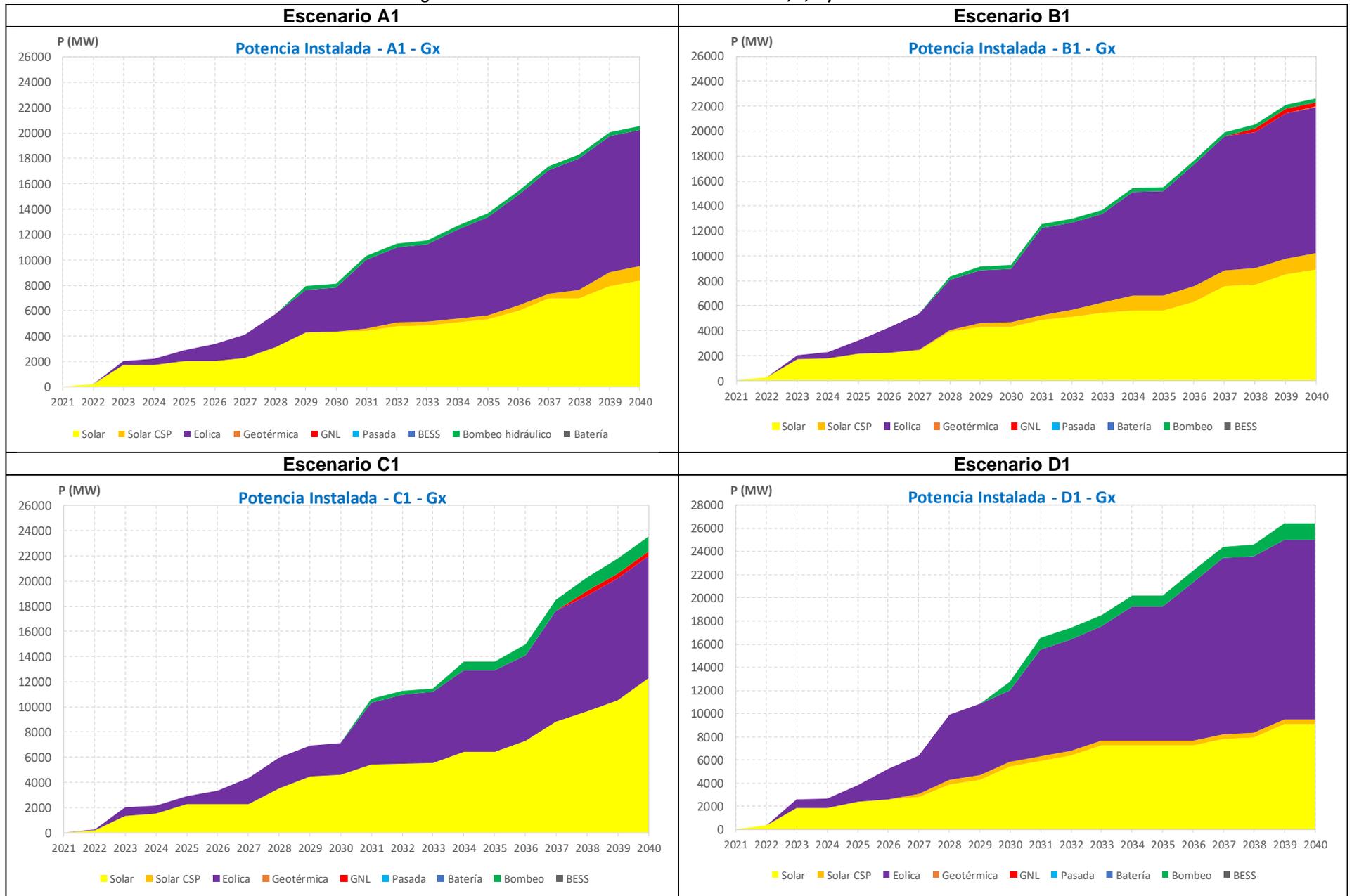


Figura 3.2: Plan de Obras Transmisión – Generación 2040 Escenario A1. Red de Transmisión Reducida.

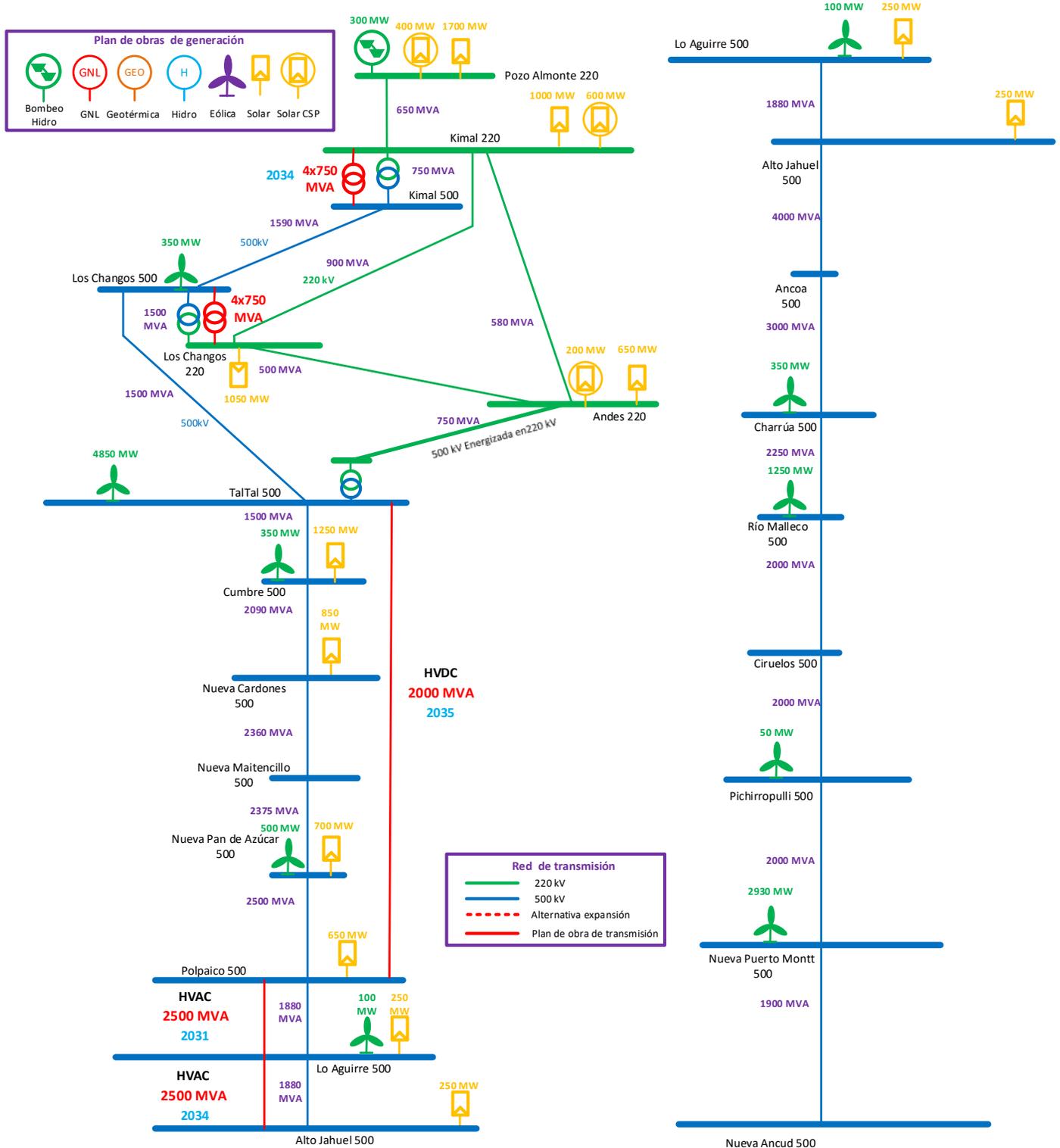


Figura 3.3: Plan de Obras Transmisión – Generación 2040 Escenario B1. Red de Transmisión Reducida.

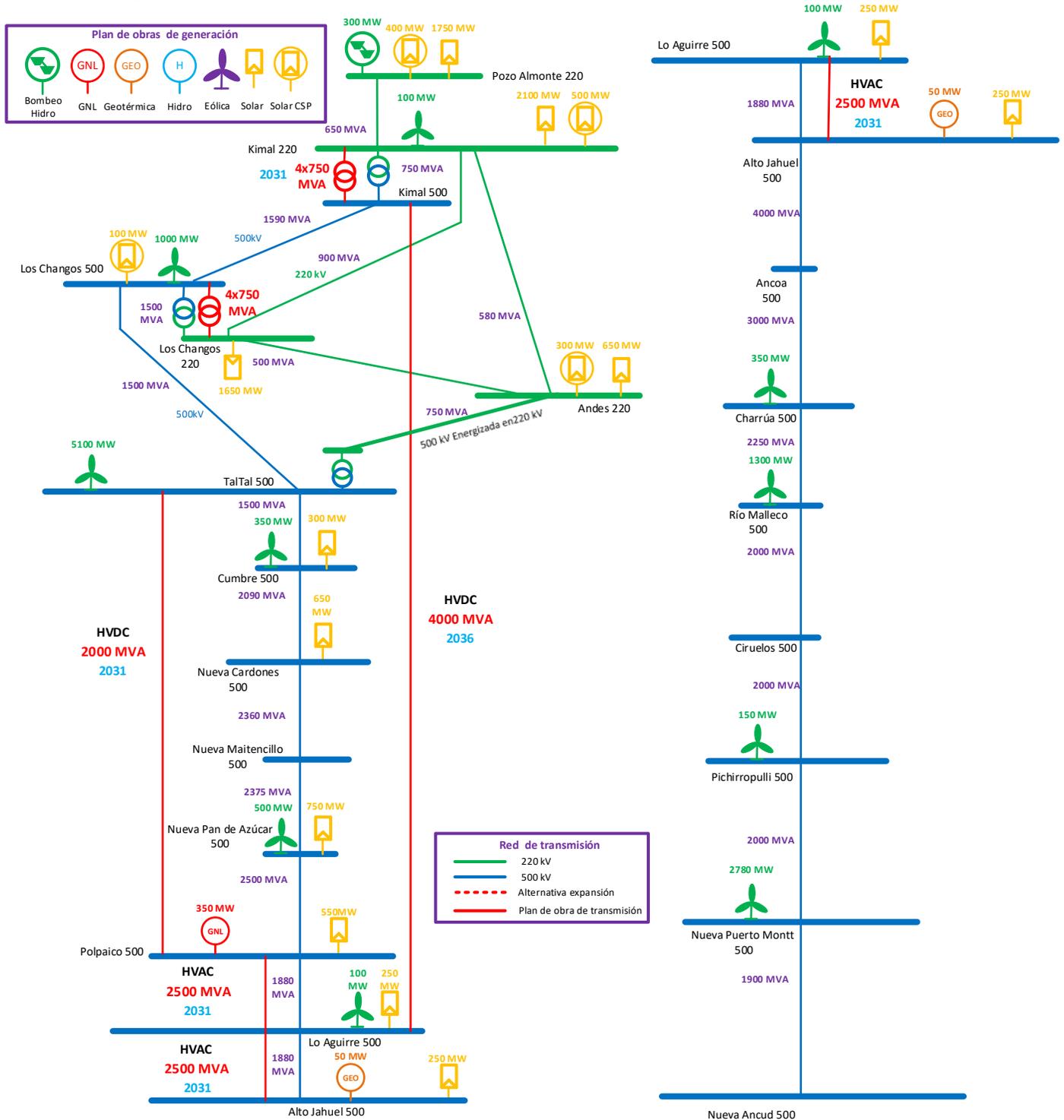


Figura 3.4: Plan de Obras Transmisión – Generación 2040 Escenario C1. Red de Transmisión Reducida.

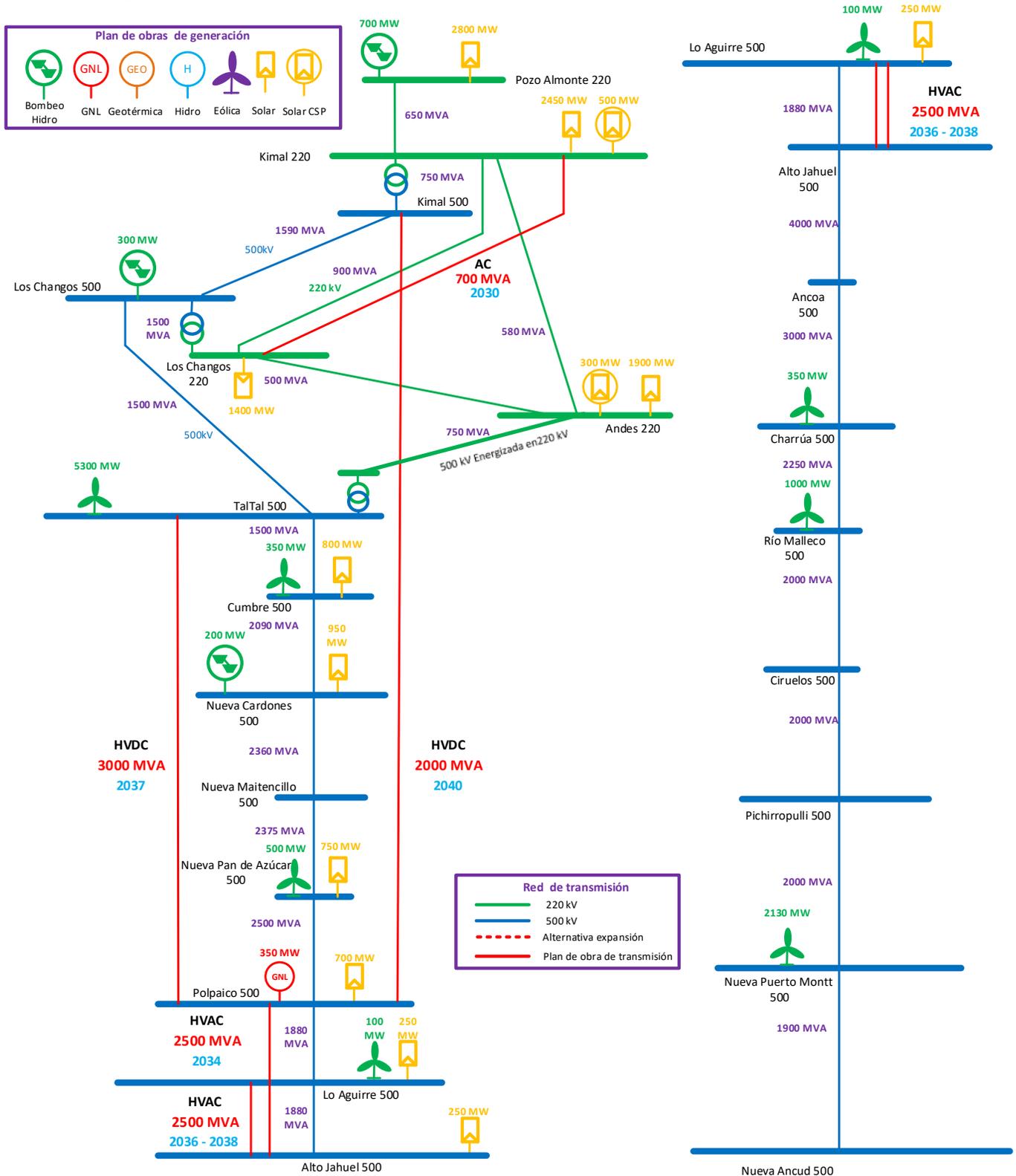
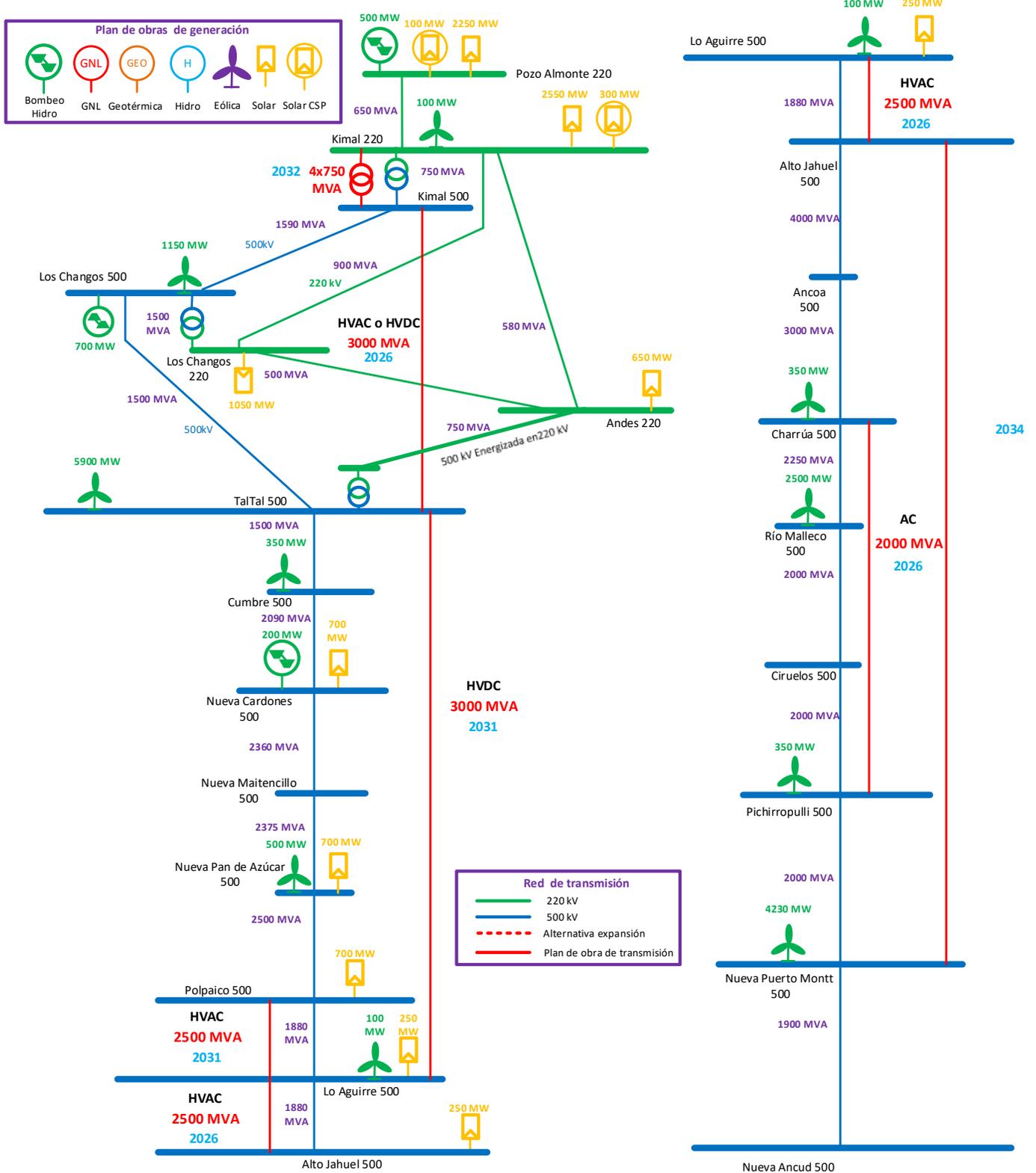


Figura 3.5: Plan de Obras Transmisión – Generación 2040 Escenario D1. Red de Transmisión Reducida.



**Tabla 3.1: Plan de obras óptimo de Transmisión Escenarios. Salidas Modelo LT1 y Entradas Modelo LT2**

Línea \ Escenario	Longitud referencial [km]	Zona	Flujo Máximo [MVA]	A1	A2	B1	B2	C1	C2	D1	D2
HVDC1: Kimal 500 - Lo Aguirre 500 / Polpaico 500	1500	Norte-Centro	2000/4000*	-	-	2036*	2035*	2040	2038	-	-
HVDC2: TalTal 500 - Lo Aguirre 500 / Polpaico 500	1150	Norte-Centro	2000/3000*	2035	2033	2031	2029	2037*	2030*	2031*	2029*
HVAC: Kimal 500 - TalTal 500	350	Norte	3000	-	-	-	-	-	2030	2026	2026
HVDC: Lo Aguirre 500 - Puerto Montt 500	900	Centro-Sur	2000	-	-	-	-	-	-	2034	2032
HVAC: Charrua 500 -Pichirropulli 500	350	Sur	3000	-	-	-	-	-	-	2026	2026

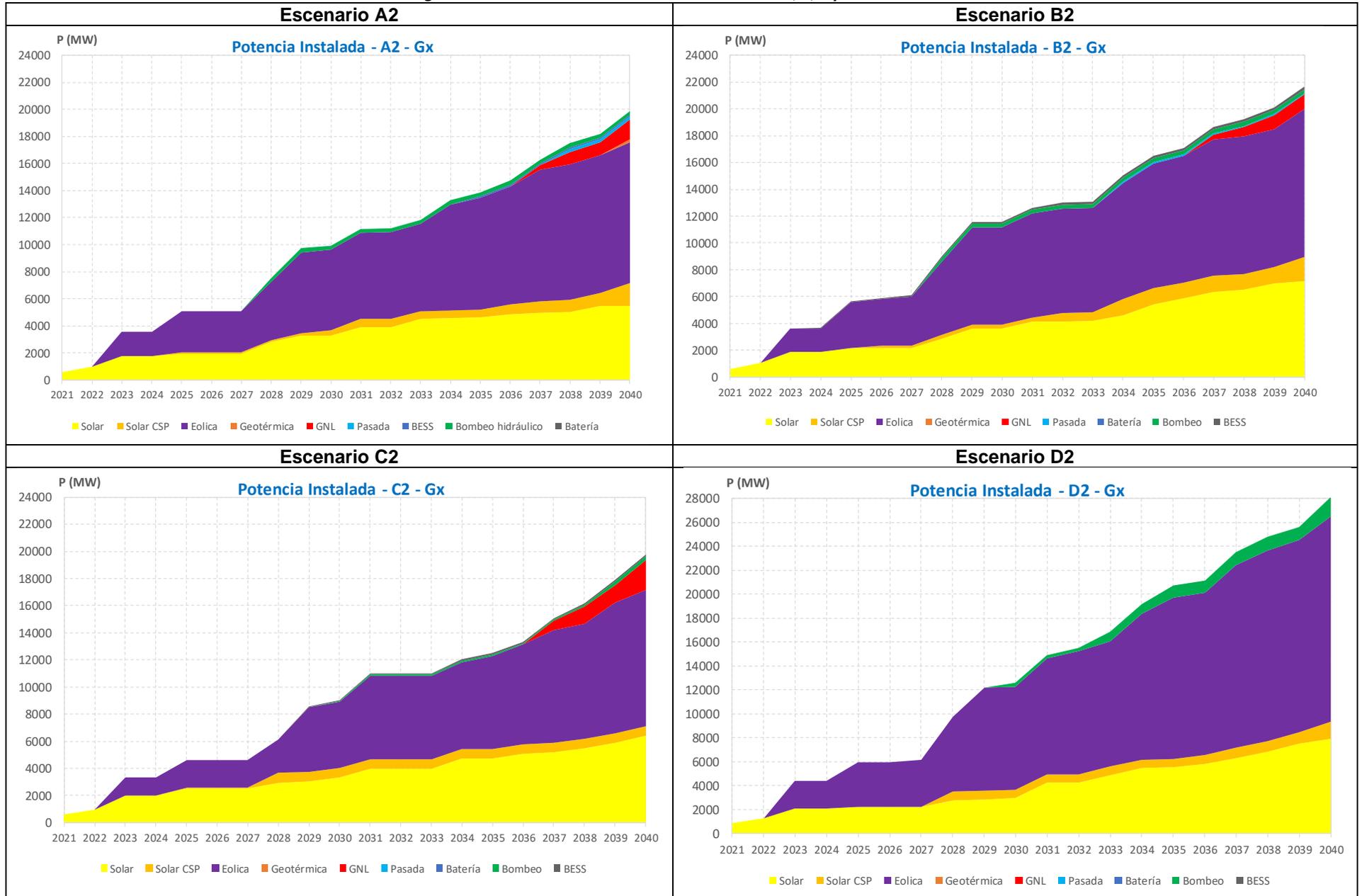
El símbolo \* representa que se utilizó el proyecto de mayor nivel de potencia para el año respectivo, así para el escenario B2, se consideró que el año 2035 representa el año de entrada en servicio la línea Kimal – Lo Aguirre 500 con una potencia máxima de 4000 MVA en vez del proyecto de 2000 MVA. Destacar que el nivel de tensión de los enlaces HVDC en 500 kV no representa la tensión óptima definitiva de los enlaces, ya que esta depende de la configuración óptima entre nivel de tensión y pérdidas de la línea de transmisión para el nivel de potencia requerido, siendo este nivel de tensión referencial para efectos de la optimización de inversiones generación-transmisión.

### 3.2 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN MODELO LT2

Los principales resultados de la optimización de los planes de obra de generación para los escenarios A, B, C y D, se presentan en la Figura 3.6. En términos generales, se puede apreciar que estos resultados difieren en alguna medida con los obtenidos con el modelo LT1 presentados en la Figura 3.1. La principal diferencia dice relación con el nivel de desarrollo de unidades capaces de proveer potencia base para el sistema, lo que es consistente con la incorporación de restricciones operativas al modelo, lo que introduce los requerimientos de inercia y reserva para el sistema. Estos requerimientos de inercia y reserva afectan negativamente al nivel de desarrollo eficiente de ERV, y de manera positiva al desarrollo anticipado de unidades capaces de proveer estos servicios. Un mayor detalle de la comparación de los resultados cuando se incorporan restricciones operativas versus cuando no se incorporan se presentan en la sección 3.3, mientras que la comparación más en detalle sobre el desarrollo de las tecnologías para distintos escenarios se presenta en la sección 3.4.

Finalmente, en la Figura 3.7, Figura 3.8, Figura 3.9 y Figura 3.10, se ilustran los resultados de desarrollo óptimo para el sistema en el año 2040, respectivamente para los escenarios A, B, C y D. Un mayor nivel de detalle respecto a los planes de obra de generación resultantes para los distintos escenarios se presenta en el anexo 5.2, donde aparece el detalle de los planes de generación por año y tipo de tecnología, agregados en las barras de la red reducida.

Figura 3.6: Planes de Obra de Generación Escenarios A, B, C y D. Modelo LT2.



**Figura 3.7: Plan de Obras Generación 2040 Escenario A2. Plan de Transmisión Definido Modelo LT1. Red de Transmisión Reducida.**

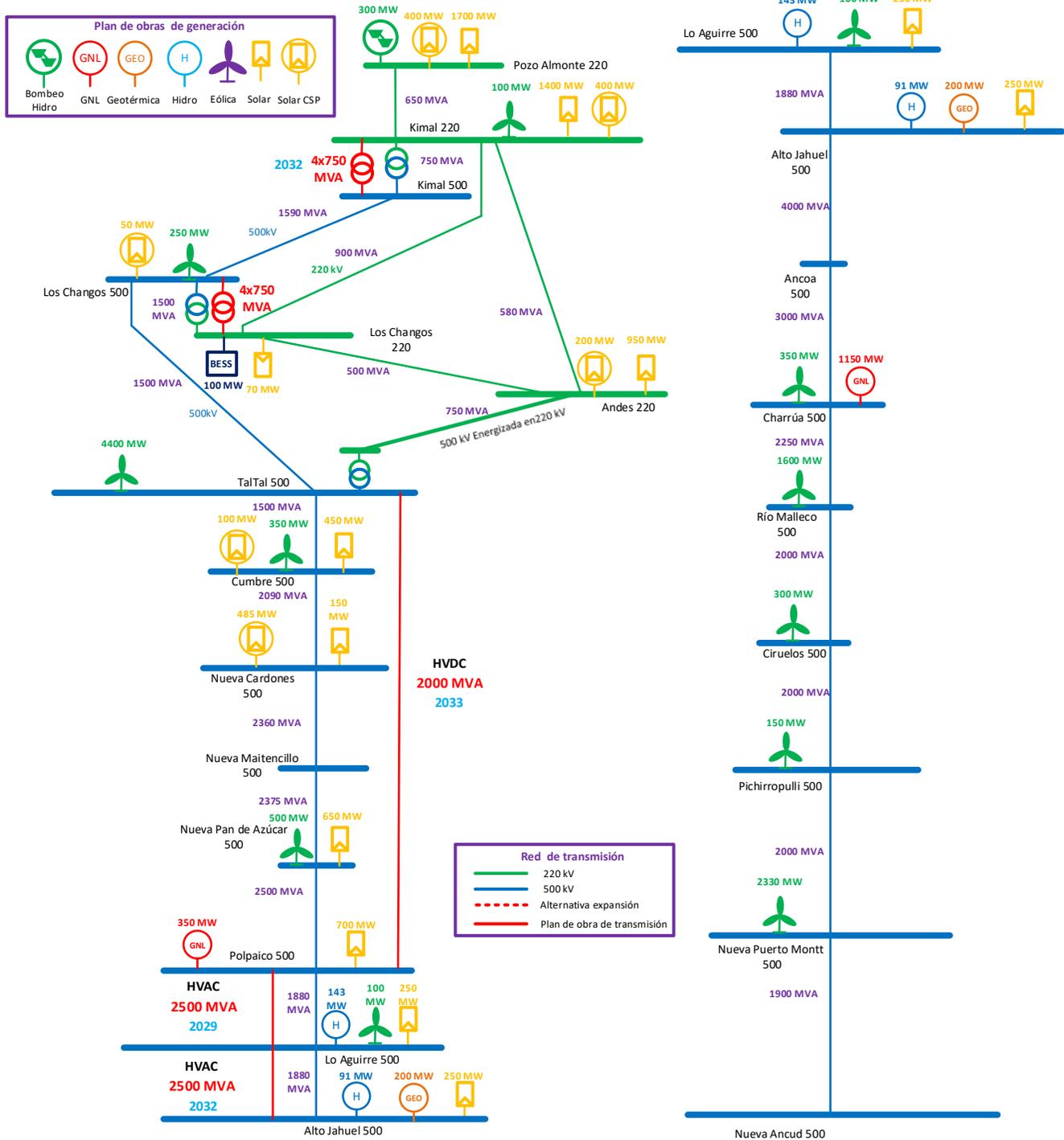


Figura 3.8: Plan de Obras Generación 2040 Escenario B2. Plan de Transmisión Definido Modelo LT1. Red de Transmisión Reducida.

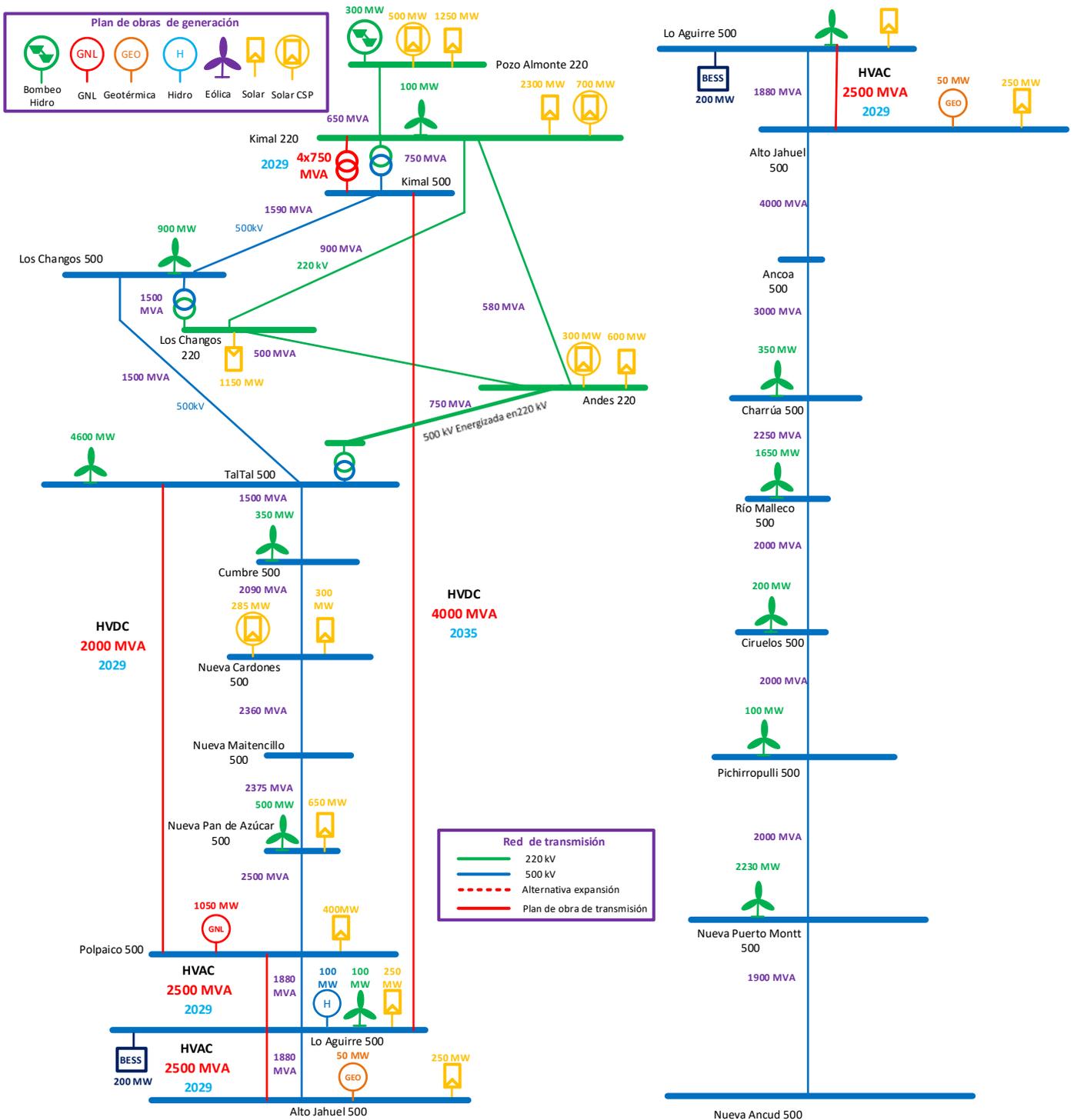
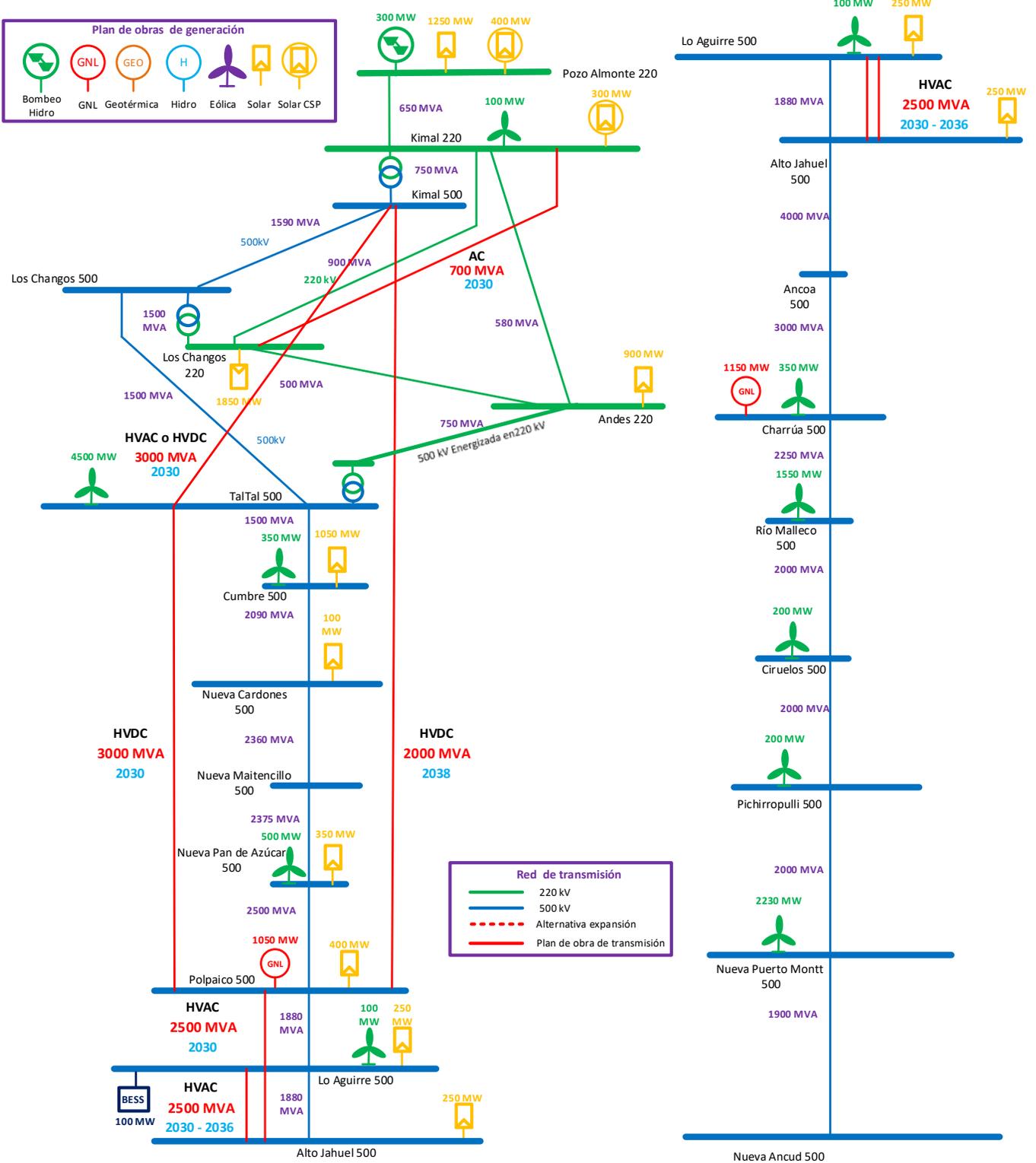
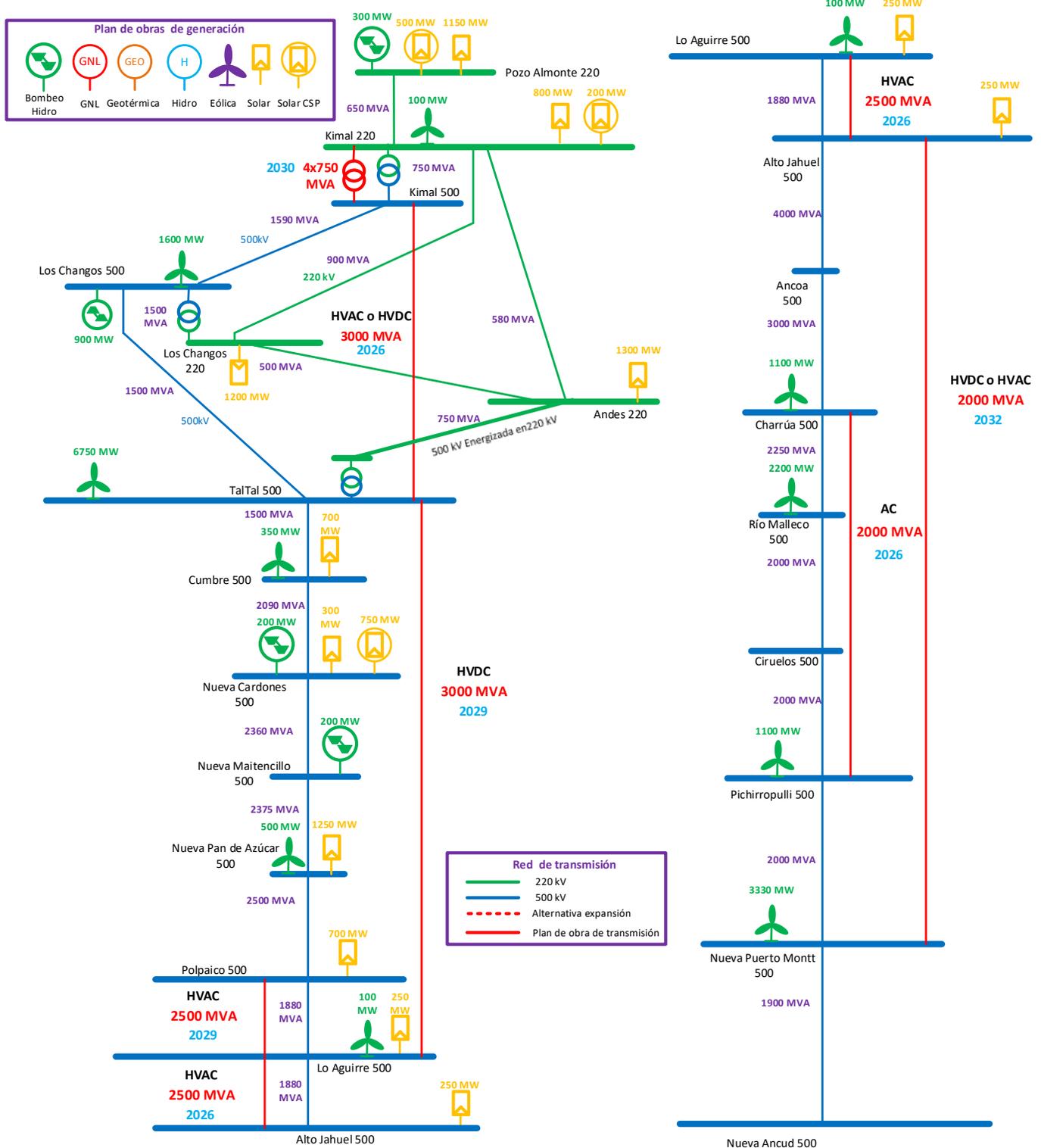


Figura 3.9: Plan de Obras Generación 2040 Escenario C2. Plan de Transmisión Definido Modelo LT1. Red de Transmisión Reducida.



**Figura 3.10: Plan de Obras Generación 2040 Escenario D2. Plan de Transmisión Definido Modelo LT1. Red de Transmisión Reducida.**



### 3.3 COMPARACIÓN PLANES DE GENERACIÓN MODELO LT1 Y LT2

La comparación de los resultados entre el modelo LT1 donde se optimiza el plan de generación de manera conjunta con la red de transmisión, con los resultados del modelo LT2 donde no se optimiza la transmisión pero sí se incorporan las exigencias operativas para el sistema al momento de optimizar el plan, se presentan respectivamente en la Figura 3.11, Figura 3.12, Figura 3.13 y Figura 3.14, para los escenarios A, B, C y D.

Básicamente, y como resultado transversal a todos los escenarios, se puede observar un retraso o menor nivel de inserción de energía renovable variable solar y eólica óptima, al momento de incorporar los requerimientos operativos del sistema para su operación segura. De manera opuesta, el desarrollo de tecnologías capaces de proveer potencia base para el sistema se adelanta o intensifica cuando se incorporan los requerimientos de reserva e inercia dinámicos de manera endógena al modelo. Esto permite corroborar que, para la obtención de un plan de obras de generación eficiente y flexible para la operación segura del sistema, era necesario eliminar la simplificación de no considerar restricciones operativas en la búsqueda de planes de generación óptimos para el sistema, lo que da validez al método propuesto para la obtención de los planes de obra de generación óptimos para cada escenario, considerando que las diferencias obtenidas entre ambos modelos no son despreciables.

Finalmente se debe destacar que el modelo permite incluso identificar desarrollos de sistemas de almacenamiento de corta duración, pero de respuesta rápida para el control de frecuencia, como respuesta a los requerimientos futuros de mayor velocidad en el control de frecuencia para contrarrestar las futuras disminuciones en los niveles de inercia en el sistema.

Figura 3.11: Comparación Planes LT1 y LT2. Escenario A.

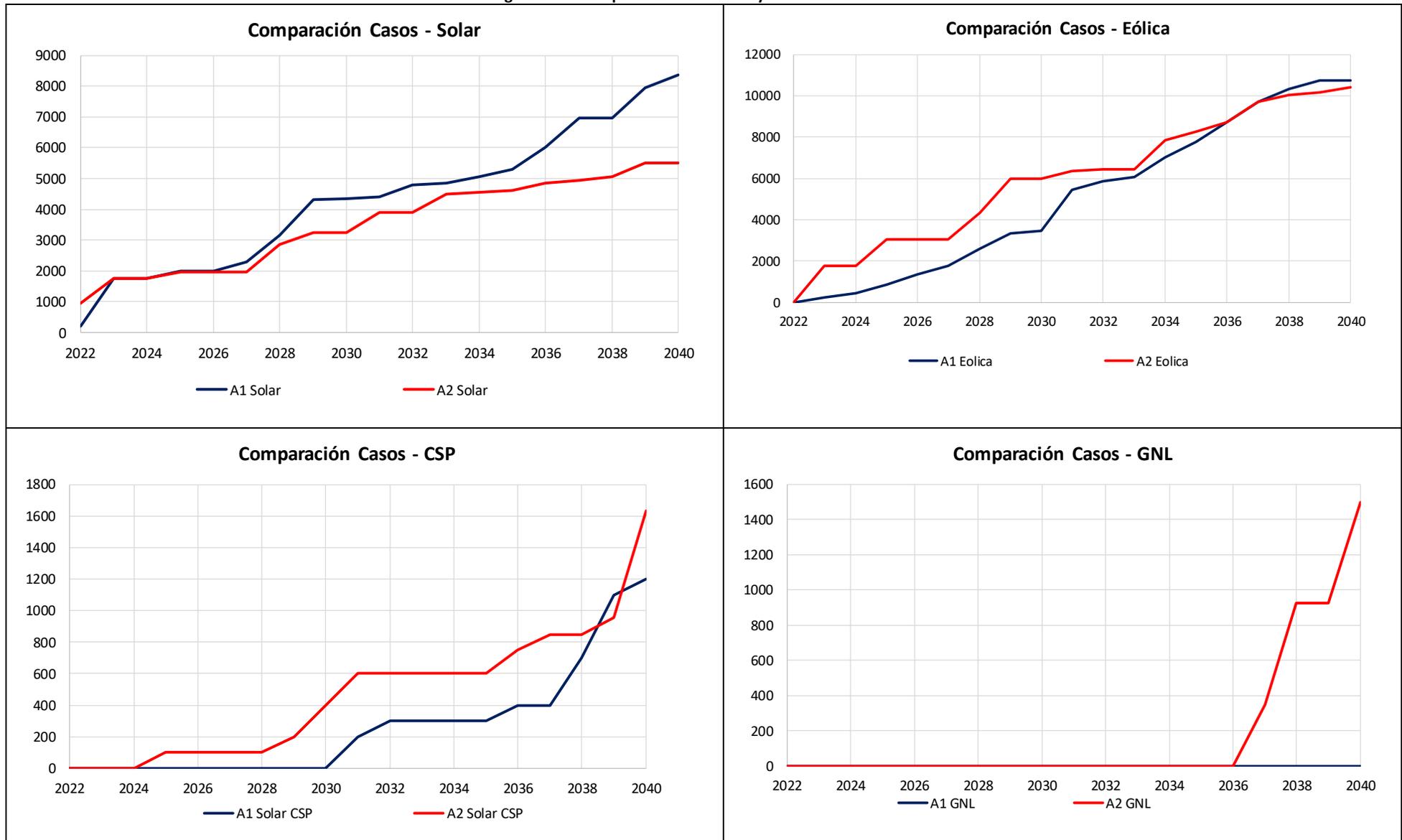
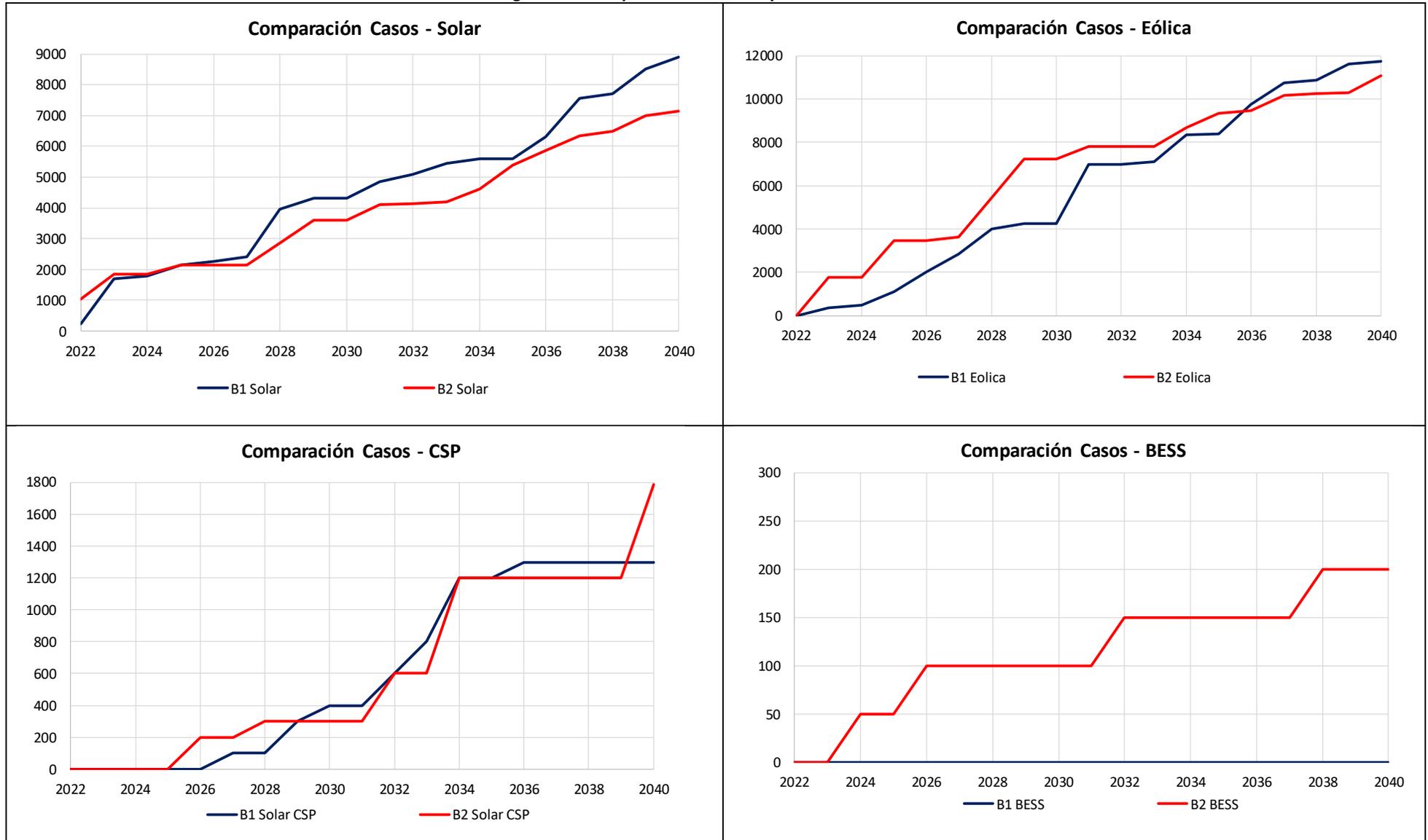


Figura 3.12: Comparación Planes LT1 y LT2. Escenario B.



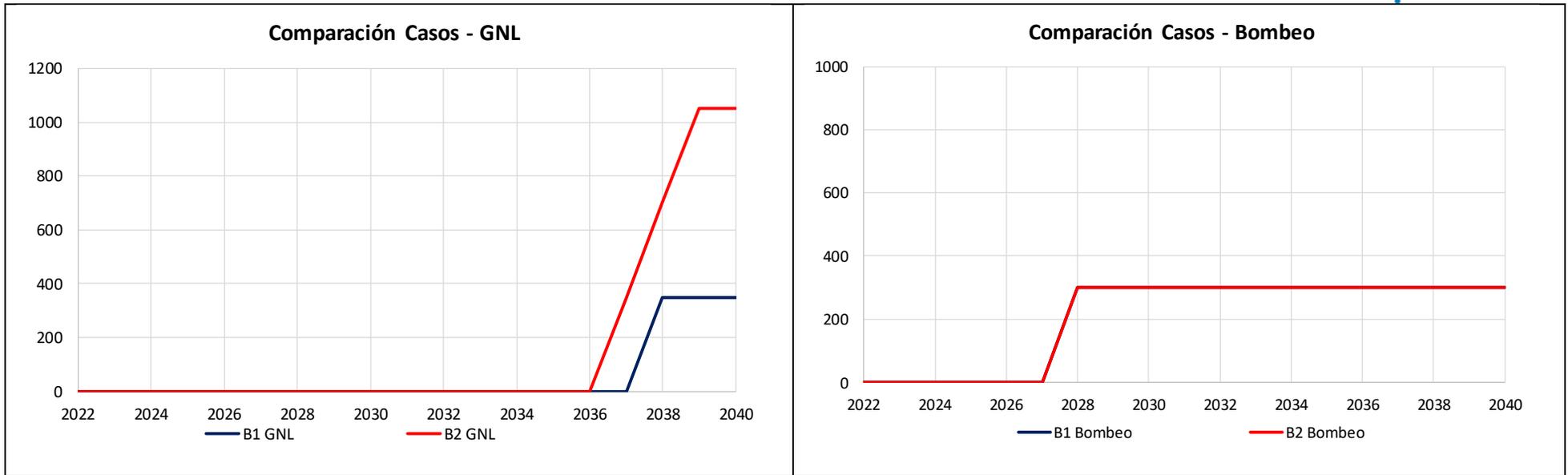
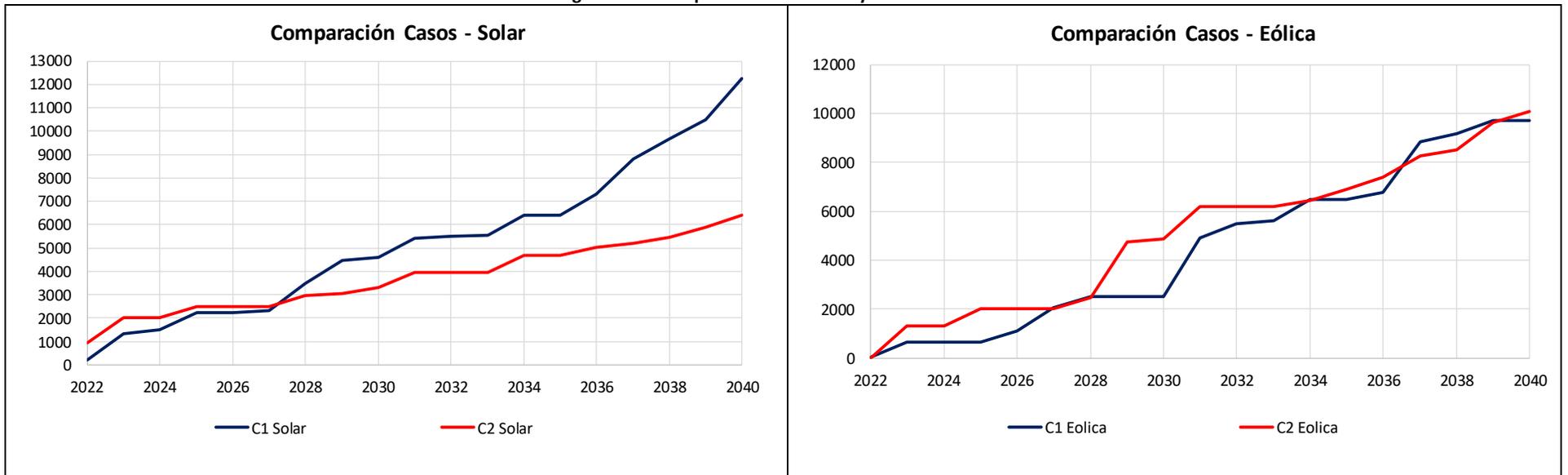
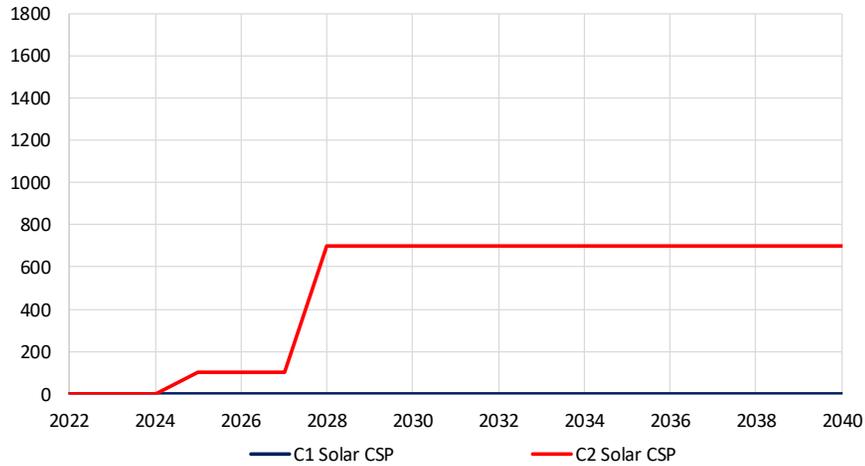


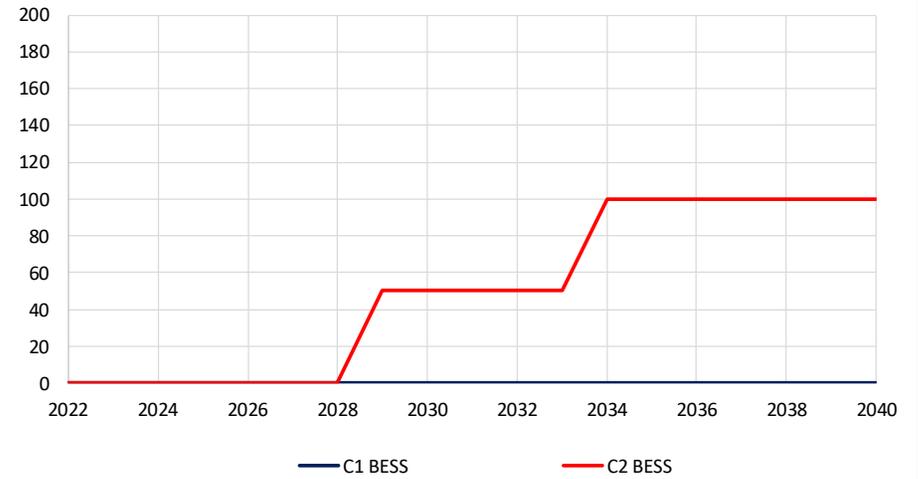
Figura 3.13: Comparación Planes LT1 y LT2. Escenario C.



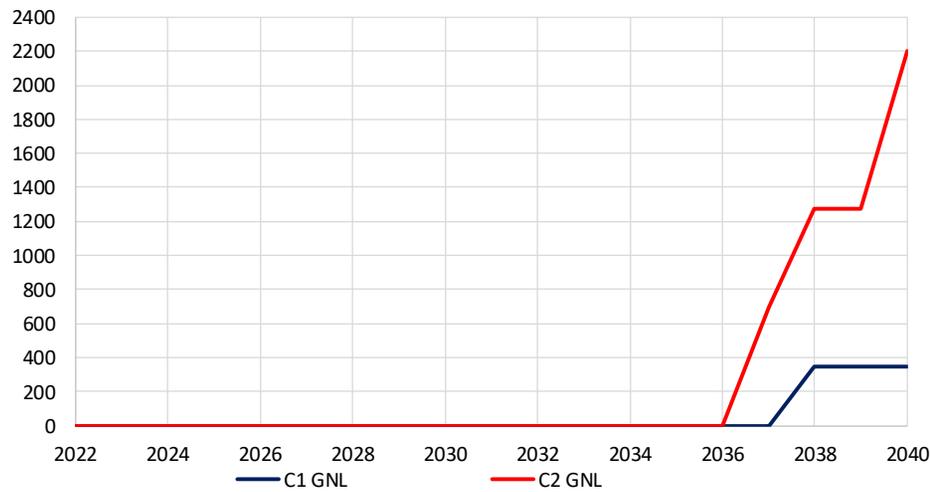
**Comparación Casos - CSP**



**Comparación Casos - BESS**



**Comparación Casos - GNL**



**Comparación Casos - Bombeo**

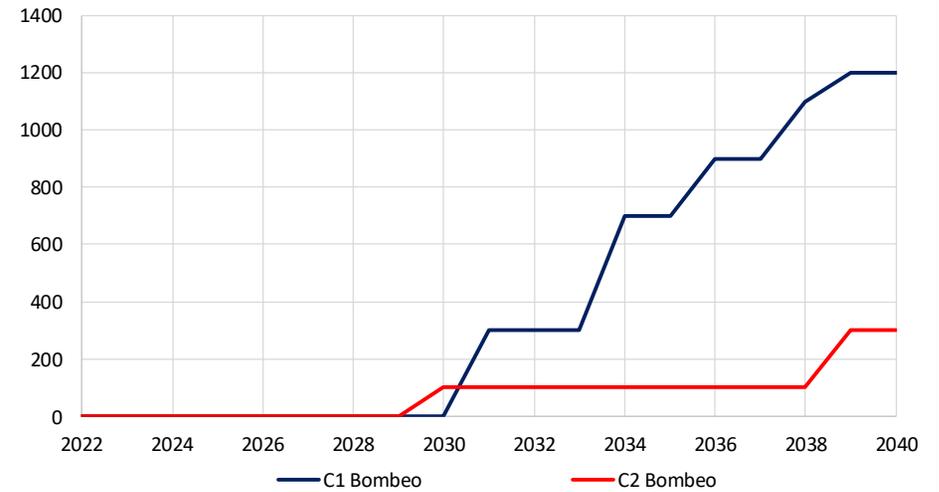
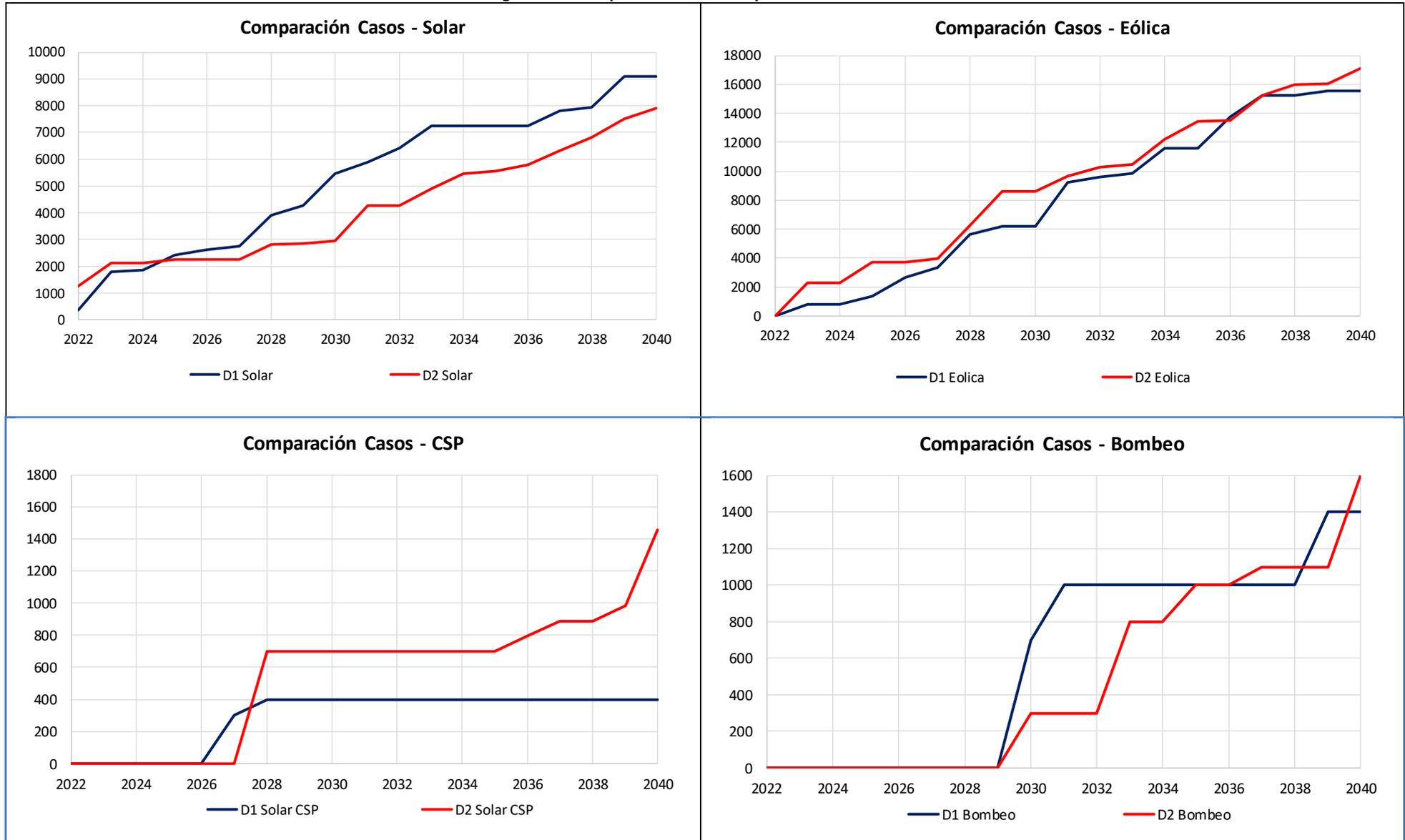


Figura 3.14: Comparación Planes LT1 y LT2. Escenario D.



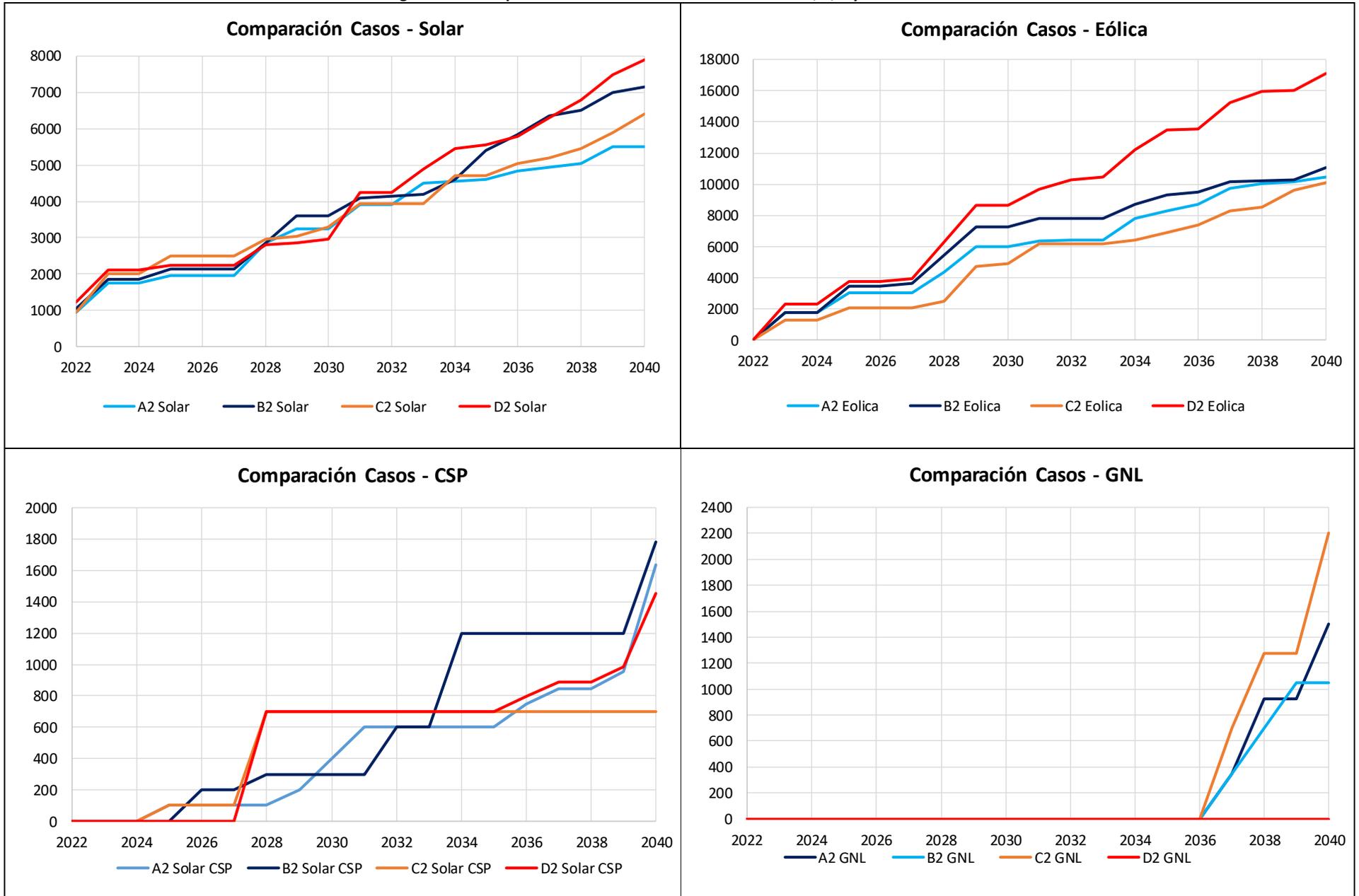
### 3.4 COMPARACIÓN PLANES DE GENERACIÓN MODELO LT2 DISTINTOS ESCENARIOS

En esta sección se presentan las comparaciones de los desarrollos de las tecnologías de generación entre los distintos escenarios bajo análisis. Los resultados de estas comparaciones se presentan en la Figura 3.15.

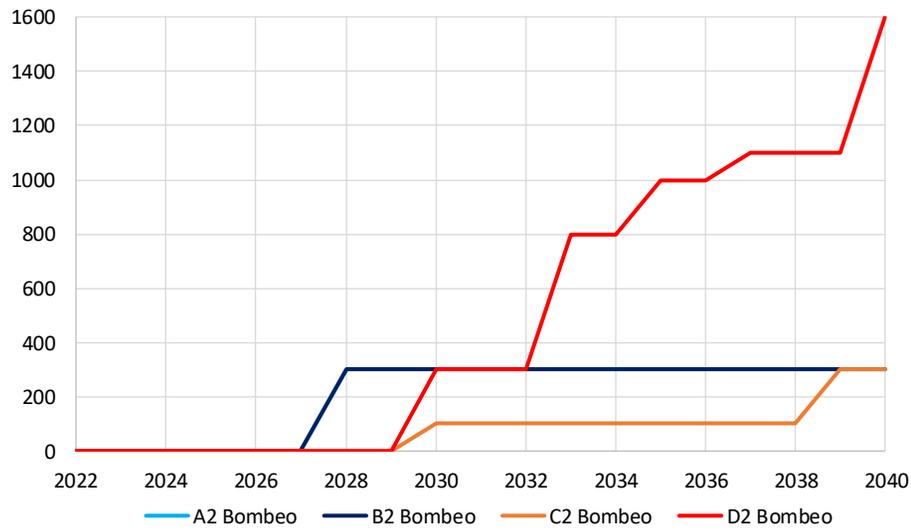
De estos resultados se debe destacar que siempre es requerido el desarrollo de tecnologías capaces de proveer potencia base para el sistema, donde un mayor nivel de desarrollo de concentradoras solares y ciclos combinados en base a GNL es requerido cuando no es eficiente o no es factible el desarrollo de almacenamientos en base a bombeo hidráulico. A su vez, una menor competitividad de las tecnologías en base a concentración solar de potencia trae consigo un aumento en el desarrollo de ciclos combinados en base a GNL, y lo mismo ocurre a la inversa, mientras mayor es la competitividad de las tecnologías en base a concentración solar de potencia, menor es el requerimiento de desarrollo de ciclos combinados.

Finalmente, un desarrollo más amplio de sistemas de almacenamiento de larga duración y a gran escala, requieren un desarrollo más masivo de energía renovable variable de menor costo nivelado, ya que dichas tecnologías actúan con una alta complementariedad para la provisión de energía de base para el sistema, y para la operación segura del sistema. Esto queda de manifiesto en el mayor nivel de inserción ERV para el escenario en que se materializan sistemas de almacenamiento en base a bombeo hidráulico u otro tipo de tecnología de almacenamiento a gran escala y de larga duración.

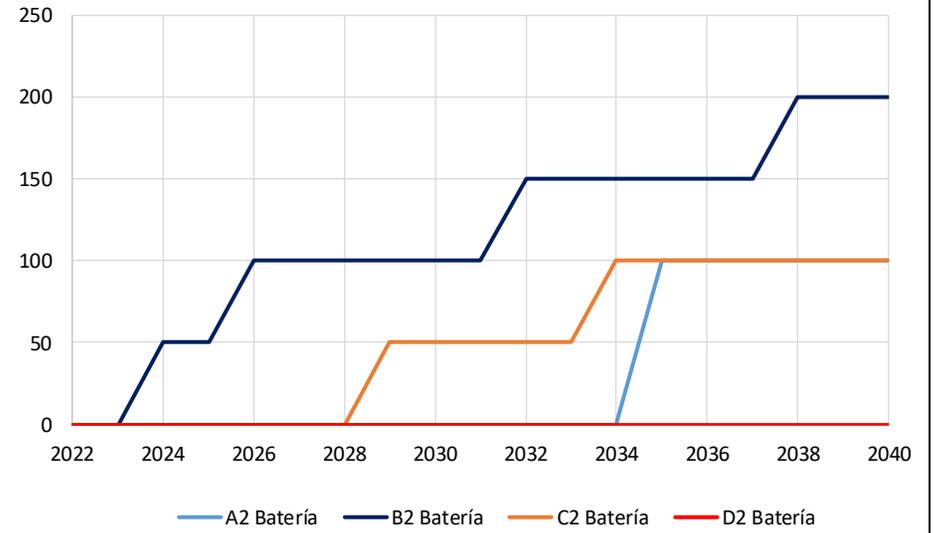
Figura 3.15: Comparación Planes de Generación Escenarios A, B, C y D. Modelo LT2.



**Comparación Casos - Bombeo**



**Comparación Casos - BESS**



## 4 CONCLUSIONES

---

Del proceso de construcción de los planes de obra de generación resultantes, y de los resultados obtenidos se destaca lo siguiente:

- ✓ De los planes de obra de generación resultantes se observa que hay una diversificación entre las tecnologías capaces de proveer energía de base al sistema, observándose desarrollos de tecnologías en base a concentración solar de potencia, ciclos combinados GNL en algunos escenarios, y desarrollos de tecnologías en base a concentración solar de potencia y bombeos hidráulicos en otros. Si bien los costos de desarrollo teórico de una u otra tecnología de base podría ser más o menos competitivo según el escenario bajo análisis, igualmente se observa cómo estrategia de desarrollo óptimo una diversificación en el desarrollo de este tipo de centrales. Esta diversificación se ve de manifiesto tanto por la incorporación en la modelación de la red de transmisión reducida y la modelación de restricciones operativas para el sistema, donde una matriz más diversa permite hacer frente a los distintos requerimientos dinámicos de flexibilidad del sistema, y a los altos tiempos involucrados en el desarrollo de proyectos de transmisión de gran escala.
- ✓ De los resultados de los planes de obra de generación, se observó que el desarrollo de sistemas de almacenamiento del tipo bombeo hidráulico presenta una alta complementariedad con tecnologías de generación renovable variable. En este caso en particular, se observa una alta complementariedad entre este tipo de tecnologías y energía renovable variable eólica. Sin embargo, según el costo de desarrollo de la tecnología renovable eólica, dicha complementariedad podría reducirse y aumentar la complementariedad entre este tipo de sistemas de almacenamiento y la tecnología renovable solar.
- ✓ Los planes de obra de transmisión resultantes de la optimización conjunta generación-transmisión sin restricciones operativas, otorgan señales sobre el desarrollo futuro eficiente de la red de transmisión de gran escala. Si bien por las respectivas simplificaciones al modelo LT1 en términos de resolución de bloques y simplificación de restricciones operativas, no es posible obtener la red de transmisión definitiva eficiente para el sistema con estos resultados, sí es posible obtener señales gruesas sobre el desarrollo eficiente del sistema en términos de niveles y localización de los desarrollos. En términos generales, se puede observar que, en prácticamente todos los escenarios, el proyecto HVDC entre la zona norte y centro del SEN, requiere de una eventual bajada futura o cercanía de uno de sus terminales punto a punto a las zonas aledañas a la subestación Parinas, debido al elevado potencial del recurso renovable eólico en la zona. Más aún, en la medida que se adelanta el retiro total de unidades a carbón, se requiere tanto un anticipo del desarrollo de este proyecto, cómo también un aumento en la capacidad de transmisión desde la zona norte al centro del sistema, ya sea a través de una mayor capacidad del enlace en análisis o la futura necesidad de un segundo enlace HVDC o HVAC entre las zonas respectivas.
- ✓ De los resultados de los planes de obra de generación obtenidos al incorporar las restricciones operativas al sistema y una mayor resolución de bloques de demanda, se puede observar que existen diferencias significativas en los planes de obra de generación eficientes para el sistema entre uno u otro modelo, donde la principal diferencia se debe a la inclusión de estas restricciones. Estas diferencias son básicamente que la inclusión de estos requerimientos operativos adelanta la entrada eficiente de tecnologías capaces de proveer energía de base al sistema, y que disminuye o atrasa los niveles de penetración óptimo en las tecnologías ERV solar o eólico. Este último punto es consistente en que la incorporación de requerimientos dinámicos de flexibilidad asociados a la mayor inserción de ERV, permite internalizar los costos asociados a mayores requerimientos de flexibilidad, asociados a mayores niveles de inserción en estas tecnologías y, a su vez,

internalizar los beneficios económicos de adelantar tecnologías capaces de proveer estos servicios y energía de base. Este último punto permite dar validez a la metodología de obtención de los planes de obra de generación a través de los modelos de optimización de inversiones utilizados en serie, ya que las diferencias obtenidas al incorporar las restricciones operativas al sistema y la mayor resolución fueron significativas al momento de obtener los planes de obra de generación definitivos.

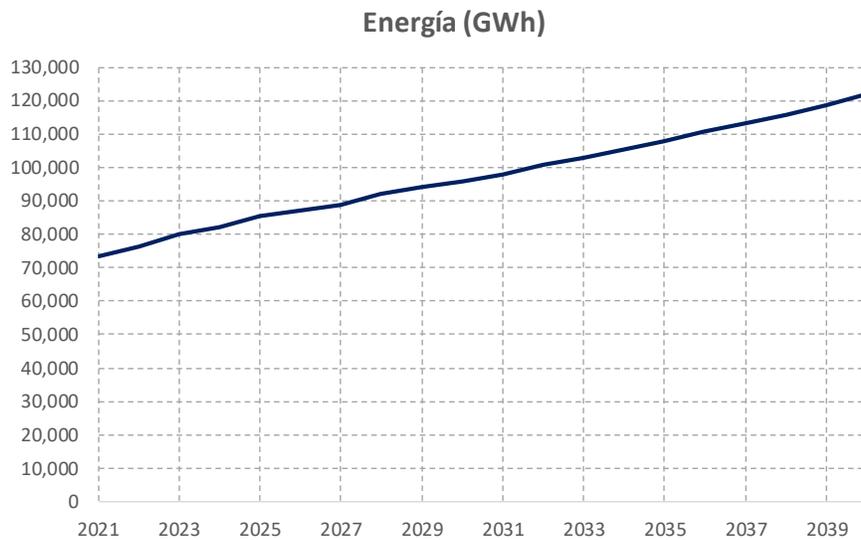
- ✓ Finalmente, se destaca que la inclusión de requerimientos operativos dinámicos del sistema permitió incluso reconocer la necesidad de desarrollo de sistemas de almacenamiento de corta duración, capaces de proveer respuesta rápida para el control primario de frecuencia. Estos sistemas de almacenamiento surgen de la modelación dinámica entre velocidad de respuesta del control primario de frecuencia y los niveles de inercia mínimos requeridos para el sistema. En este contexto, el desarrollo de BESS de corta duración permite aumentar considerablemente la velocidad de respuesta del control primario de frecuencia, como una manera de contrarrestar la disminución en los niveles de inercia del sistema asociados a la creciente penetración de energía renovable variable en el sistema.

## 5 ANEXOS

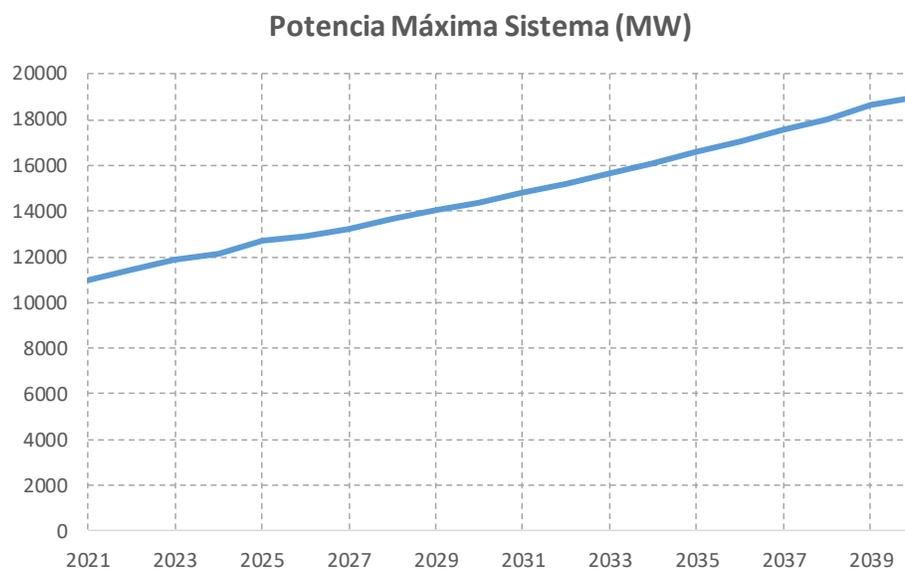
### 5.1 ANEXO-DEMANDA DEL SISTEMA

En este anexo se presentan los resultados generales de la proyección de demanda utilizada por el Coordinador para la elaboración de la recomendación de Expansión del Sistema de Transmisión para Enero 2021.

**Figura 5.1: Proyección de demanda anual del sistema. Energía en GWh**



**Figura 5.2: Proyección de demanda máxima anual del sistema. Potencia en MW**



## 5.2 ANEXO-PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN ESCENARIOS – MODELO LT2

Figura 5.3: Plan de Obras de Generación Escenario A2.

Tipo	Barra Opt	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Eólica	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	200	200	200	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Eólica	Ciruelos 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	300	300
Eólica	Cumbre 500 Opt	0	0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Eólica	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eólica	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eólica	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	250	250	250	250
Eólica	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	250	250	250	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Eólica	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	831	831	1031	1031	1031	1431	1981	1981	1981	1981	1981	2031	2031	2131	2331	2331	2331	2331
Eólica	Pichirropulli 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150
Eólica	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	700	700	900	900	900	900	900	900	1350	1350	1350	1600
Eólica	TalTal 500 Opt	0	0	500	500	1000	1000	1000	1500	1900	1900	2100	2150	2150	3500	3950	4150	4400	4400	4400	4400
Geotérmica	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200
GNL	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	575	575	1150
GNL	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	350	350	350
Pasada	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	91	91	91
Pasada	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	143	143	143
Solar	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Solar	Andes 220 Opt	250	350	400	400	400	400	400	500	500	500	500	500	550	600	650	700	700	750	950	950
Solar	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	450	450
Solar	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Solar	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	550	550	550	550	650	700	700	700
Solar	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	50	100	100	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Solar	Nueva Pan de Azúcar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	350	350	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
Solar	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	150	150	150	400	400	400	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Solar	Pozo Almonte 220 Opt	350	600	850	850	900	900	900	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
Solar CSP	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	200
Solar CSP	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Solar CSP	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	400
Solar CSP	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50
Solar CSP	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95	95	205	485
Solar CSP	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	100	100	100	100	100	300	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Bombeo	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
BEES	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100

Figura 5.4: Plan de Obra de Generación Escenario B2.

Tipo	Barra Opt	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Eólica	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	250	250	250	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Eólica	Ciruelos 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200
Eólica	Cumbre 500 Opt	0	0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Eólica	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eólica	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eólica	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	650	650	650	900
Eólica	Nueva Pan de Azúcar 500 Opt	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Eólica	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	750	750	1100	1100	1100	1600	2000	2000	2000	2000	2000	2231	2231	2231	2231	2231	2231	2231
Eólica	Pichirropulli 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100
Eólica	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	250	500	500	900	900	900	900	900	900	1000	1050	1100	1650
Eólica	TalTal 500 Opt	0	0	550	550	1050	1050	1250	2200	3350	3350	3500	3500	3500	3850	3900	4050	4600	4600	4600	4600
GNL	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	700	1050	1050
Pasada	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100
Solar	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Solar	Andes 220 Opt	250	350	450	450	450	450	450	450	550	550	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Solar	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	800	1250	1650	1800	2150	2300
Solar	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Solar	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	550	550	850	850	900	900	900	900	1000	1000	1150	1150
Solar	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Solar	Nueva Pan de Azúcar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	250	250	650	650	650	650	650	650	650
Solar	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	200	200	200	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Solar	Pozo Almonte 220 Opt	350	700	900	900	1000	1000	1000	1000	1100	1100	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250
Solar CSP	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	300	300	300	300	300	300	300
Solar CSP	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	500	500	500	500	500	500	700
Solar CSP	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	285
Solar CSP	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	200	200	300	300	300	300	400	400	400	400	400	400	400	400	500
Bombeo	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
BESS	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	50	50	100	100	100	100	100	100	150	150	150	150	150	150	200	200	200

Figura 5.5: Plan de Obras de Generación Escenario C2.

Tipo	Barra Opt	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Eólica	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	50	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Eólica	Ciruelos 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	200	200
Eólica	Cumbre 500 Opt	0	0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Eólica	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eólica	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eólica	Nueva Pan de Azúcar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	100	450	450	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Eólica	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	600	600	931	931	931	1031	1781	1781	1781	1781	1781	1981	1981	2031	2131	2131	2231	2231
Eólica	Pichirropulli 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200
Eólica	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	450	450	450	450	450	450	450	450	1150	1150	1300	1550
Eólica	TalTal 500 Opt	0	0	250	250	650	650	650	750	1150	1300	2550	2550	2550	2600	3050	3500	3600	3600	4300	4500
GNL	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	575	575	1150
GNL	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	700	700	1050
Solar	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Solar	Andes 220 Opt	250	350	400	400	500	500	500	600	600	600	650	650	650	650	650	650	700	700	850	900
Solar	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150	550	550	800	800	800	1050	1050
Solar	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Solar	Los Changos 220 Opt	0	0	150	150	150	150	150	150	150	400	850	850	850	1200	1200	1300	1350	1600	1650	1850
Solar	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	100	100	100	100
Solar	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	300	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Solar	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Solar	Pozo Almonte 220 Opt	350	600	950	950	950	950	950	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1250
Solar CSP	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Solar CSP	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	100	100	100	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Bombeo	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	300	300
BESS	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	100	100	100	100	100	100	100

Figura 5.6: Plan de Obra de Generación Escenario D2.

Tipo	Barra Opt	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Eólica	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	400	400	400	1100	1100	1100	1100
Eólica	Cumbre 500 Opt	0	0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Eólica	Kimal 220 Opt	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eólica	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eólica	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	100	1050	1050	1250	1250	1250	1350	1600	1600	1600	1600	1600	1600
Eólica	Nueva Pan de Azúcar 500 Opt	0	0	50	50	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Eólica	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	981	981	1131	1131	1131	2031	2031	2031	2031	2631	2831	3331	3331	3331	3331	3331	3331	3331
Eólica	Pichirropulli 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	1050	1050	1100
Eólica	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	0	50	50	50	450	450	450	850	850	850	950	1550	1600	2000	2000	2050	2200
Eólica	TalTal 500 Opt	0	0	700	700	1150	1150	1350	2300	3700	3700	4150	4150	4150	4850	5250	5250	5850	5850	5850	6750
Solar	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Solar	Andes 220 Opt	350	400	500	500	500	500	500	500	550	550	600	600	600	700	700	700	700	700	700	1100
Solar	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	450	450	450	450	450	450	600
Solar	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	700	700	700	700	700	700	700	800
Solar	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Solar	Los Changos 220 Opt	0	0	100	100	100	100	100	100	100	200	850	850	950	1050	1050	1050	1150	1150	1200	1200
Solar	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	300	300	300	300	300	300	300
Solar	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	250	250	250	350	450	700	1050	1250	1250	1250
Solar	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	150	150	150	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	700	700
Solar	Pozo Almonte 220 Opt	500	850	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1050	1050	1150	1150
Solar CSP	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Solar CSP	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95	190	190	285	755
Solar CSP	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Bombeo	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	400	400	400	900
Bombeo	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Bombeo	Nueva Maitencillo 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200
Bombeo	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	300	300	300	300	300	300	300	300

### 5.3 ANEXO-MODELO OPTIMIZACIÓN DE INVERSIONES GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

Para la optimización de inversiones de generación y almacenamiento se incorporan restricciones operativas de corto plazo. Dichas restricciones operativas incorporan variables de decisión enteras al problema de optimización.

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

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

El detalle de la modelación de las restricciones operativas se presenta en esta sección.

Para modelar el sistema de transmisión, se utilizó una red reducida de 22 barras cuyo detalle se presenta en la sección 5.3.1.

#### 5.3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

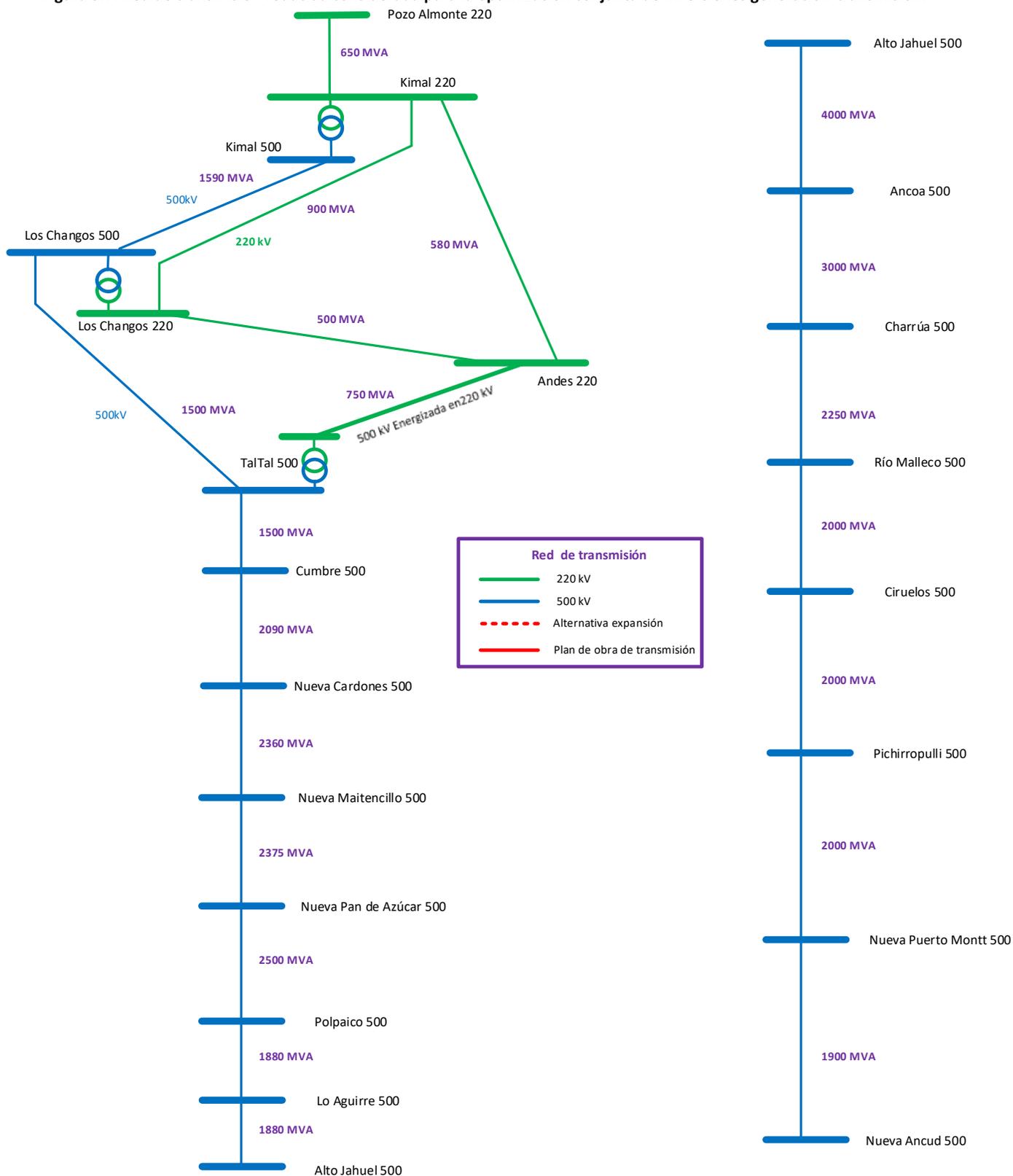
Se considera un modelo multinodal simplificado de la red de transmisión, que considera 22 barras representativas del sistema de transmisión nacional. En dicho sistema simplificado, las líneas de transmisión equivalentes modeladas no representan de manera exacta las impedancias del conjunto de líneas paralelas del sistema de 500 kV 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 sí 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 5.1 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 5.7 se presenta un diagrama unilineal simplificado de dicha red de transmisión reducida utilizada.

En lo que se refiere a la modelación de las alternativas de expansión de transmisión, éstas fueron modeladas como líneas DC para evitar la no linealidad de la matriz de admitancia al incorporar como variables de decisión inversiones en la red de transmisión, y para reducir los tiempos de convergencia en el caso que la herramienta utilizada dispone de una modelación que linealiza la incorporación de líneas AC en el modelo de optimización de inversiones. Los costos de inversión y detalles de las capacidades de las alternativas de expansión se presentan en las Tabla 5.2 y la Figura 5.8.

**Tabla 5.1: Líneas de transmisión consideradas en la red de transmisión reducida para la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión.**

Líneas utilizadas 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	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
TalTal 220 Opt->Andes 220 Opt	220	TalTal 220 Opt	Andes 220 Opt	700	0.00618	0.07496
TalTal 500 Opt->TalTal 220 Opt	500/220	TalTal 500 Opt	TalTal 220 Opt	750	0.00006	0.0066

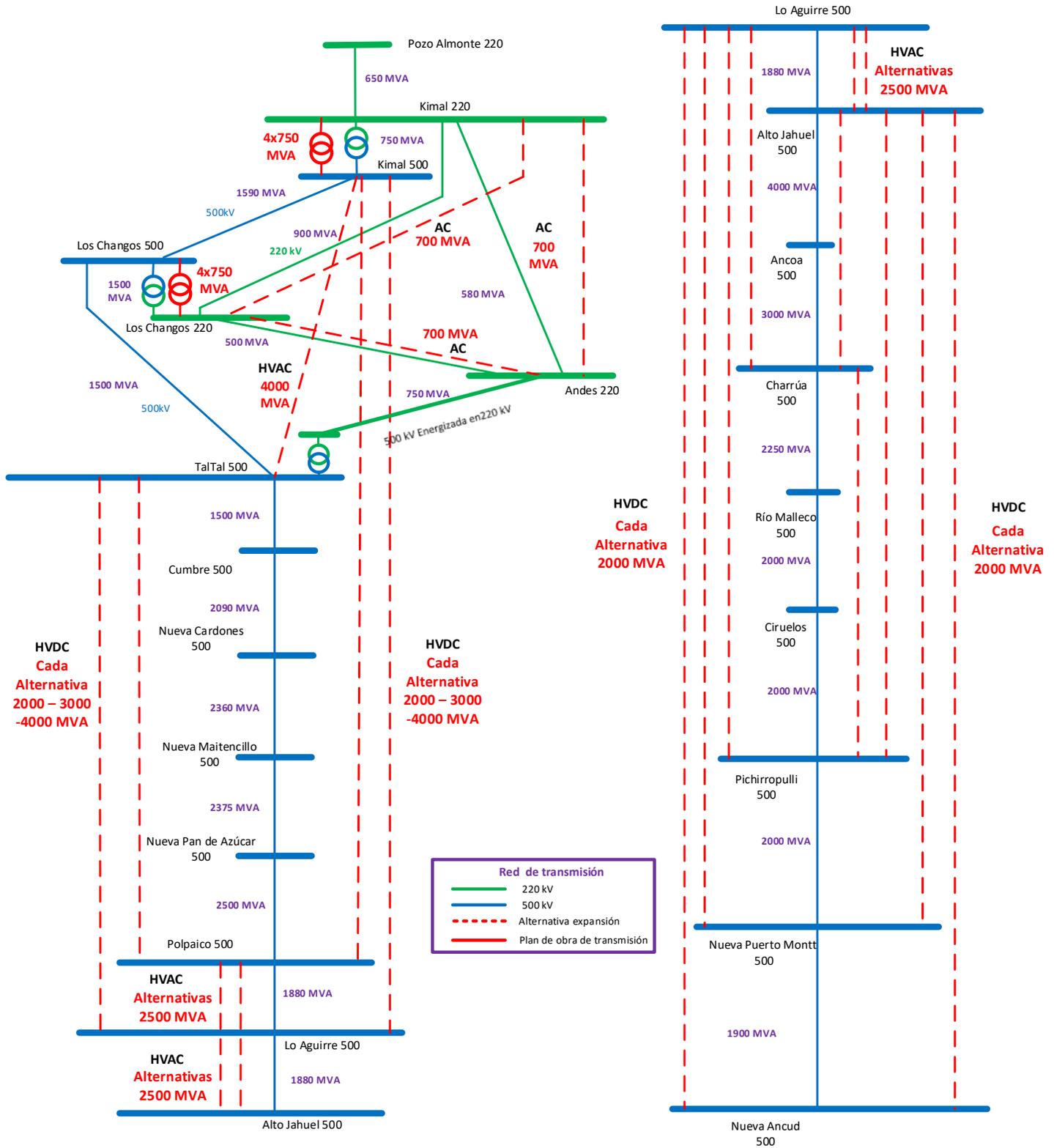
**Figura 5.7: Red de transmisión reducida considerada para la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión.**



**Tabla 5.2: Costos de inversión y capacidades de transmisión de alternativas de expansión consideradas para la optimización conjunta 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

**Figura 5.8: Costos de inversión y capacidades de transmisión de alternativas de expansión consideradas para la optimización conjunta generación-transmisión.**



## 5.3.2 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE INERCIA

### 5.3.2.1 Formulación

Con el propósito 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 del sistema, 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, bajo las 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 mínima. No obstante, 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).

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

$\Delta P_m$  : Variación de la potencia mecánica (pu)

$\Delta P_L$  : 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, la expresión (1) 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, según se muestra en (2).

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

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 (3) en función del tiempo, donde  $\Delta P_E$  representa la desconexión neta de generación:

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

La expresión (3) 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 continúa 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:

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

Se ha considerado 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:

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

La 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; 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.

La representación de la expresión (12) desde valores en por unidad a valores reales, está dada por la expresión (13):

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

Considerando la inercia total del sistema, en vez de usar la inercia equivalente y la potencia nominal total, la expresión queda dada por:

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

Se debe destacar que en la expresión (14), la componente que multiplica a los tiempos representa el *Rate of Change of Frequency* (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.

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

### 5.3.2.2 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:

$$\sum_i H_i \cdot S_{i,nom} \geq \frac{\Delta P_E \cdot f_0}{2|\Delta f_{max}|} \cdot \left( t_{bm} + \frac{t_{CPF}}{2} \right) \quad (15)$$

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 sincrónicas<sup>2</sup>.

La expresión (15) se transforma en una restricción lineal dada por:

$$\sum_i u_i \cdot H_i \cdot S_{i,nom} \geq 10.000 + 5.000 \cdot t_{CPF} \quad (16)$$

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

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.

<sup>2</sup> En el 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.

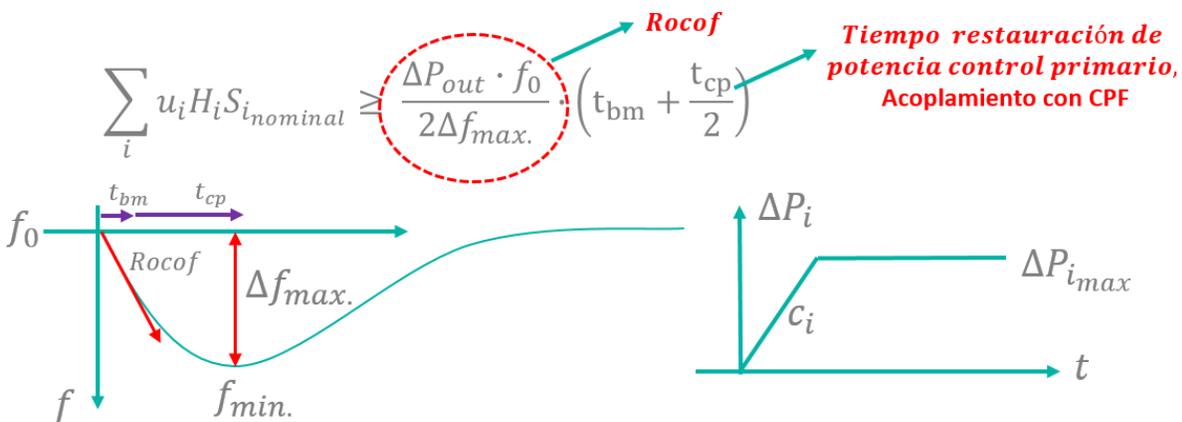
Destacar que para el sistema norte se incorporó una restricción de inercia mínima adicional para evitar fenómenos de inestabilidad angular, obtenida en el marco de los estudios de interconexión SIC-SING.

$$\sum_{\forall i, SING} u_i \cdot H_i \cdot S_{i,nom} \geq 10.000 \quad (16)$$

En la Figura 5.9 se presentan 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 5.9: Representación gráfica de los requerimientos de inercia para CPF y modelación de las variables de interés.



El listado de inercias considerados para modelar estas restricciones, se encuentran disponibles en las bases de simulación.

### 5.3.3 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE CPF

La modelación de los requerimientos de control primario de frecuencia, en términos convencionales, sólo necesita 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 los resultados de los estudios eléctricos realizados en el marco de la interconexión SIC-SING.

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

$$\sum_i R_{efc,i} \geq \text{Reserva CPF} \quad (17)$$

$$R_{g,i} = u_i P_{max,i} - P_i \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \quad (18)$$

$$R_{efc,i} \leq R_{g,i} \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \quad (19)$$

$$R_{efc,i} \leq c_i \cdot t_i \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \quad (20)$$

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

$$R_{efc,i} \geq 0 \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \quad (22)$$

$$t_{CPF} \geq t_i \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \quad (22)$$

$$t_i \geq 0 \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \quad (22)$$

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 al 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 (17) permite modelar los requerimientos de control primario de frecuencia, mientras que la restricción (18) permite modelar la reserva en giro disponible de una unidad  $i$ . Por su parte, la restricción (19) permite limitar la reserva efectiva máxima a niveles siempre inferiores a la reserva en giro disponible,

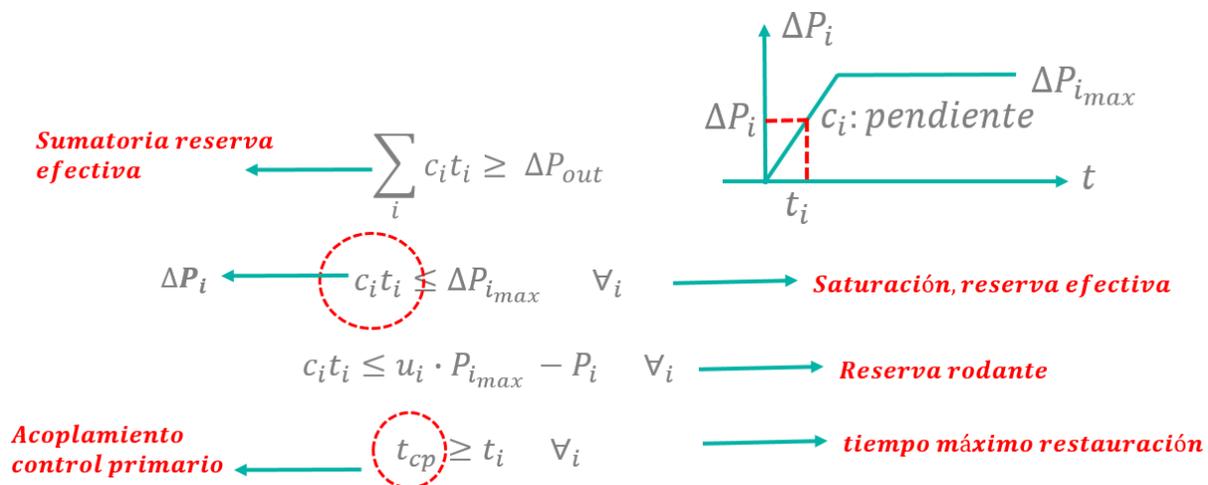
mientras que la restricción (20) permite asociar linealmente el aporte neto de reserva efectiva de una unidad  $i$ , con el tiempo  $t_i$  en que incurre para brindar dicho nivel de reserva, donde la reserva efectiva siempre estará acotada por la decisión de temporal de la variable  $t_i$ . Por otra parte, la restricción (20) permite limitar la reserva efectiva al máximo posible por la unidad  $i$ . Finalmente, la restricción (22) 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 (17) tenderá a completarse al límite, a través de reservas efectivas aportadas por las unidades de mayor velocidad. Lo anterior se explica ya que a través de estas reservas 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 5.10 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. Se destaca 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 5.10: Representación gráfica de los requerimientos del CPF y modelación de las variables de interés.



### 5.3.4 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  $\Delta D$  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.

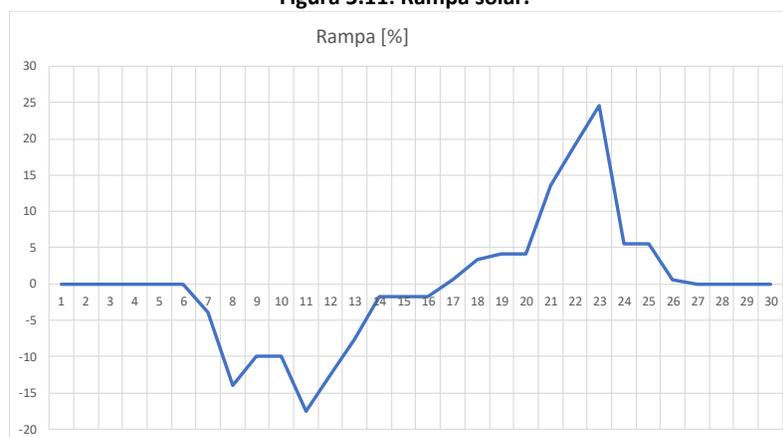
Adicionalmente, se incorporaron restricciones adicionales, asociadas a la reserva en giro de bajada de unidades, con la creación de variables auxiliares  $R_{g,down,i}$  para cada unidad  $i$ .

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 tasas de toma de carga de subida y bajada de las unidades respectivamente.

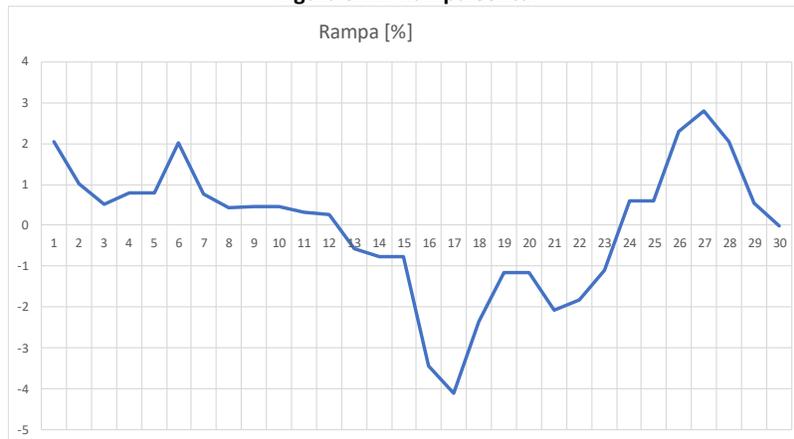
Se debe destacar, que las rampas netas que aportaría cada unidad tanto para subida como bajada estaría dada respectivamente por  $C_{s,i} \cdot t_{up,i}$  y  $C_{D,i} \cdot t_{down,i}$ . Estas rampas estarían limitadas, en el primer caso, por la diferencia entre la reserva en giro y la reserva efectiva utilizada para CPF. En 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 la reserva efectiva de bajada se cumple en general de manera natural, y que las subidas de frecuencia por desconexión de carga son menos severas para el sistema.

Para ejemplificar los vectores utilizados en la definición de rampas, en lo que se refiere a las variaciones en horas consecutivas de ERV solar, eólica, y demanda, se presentan en la Figura 5.11, Figura 5.12 y Figura 5.13, los vectores  $F$  y  $\Delta D$  utilizados para el primer mes del horizonte.

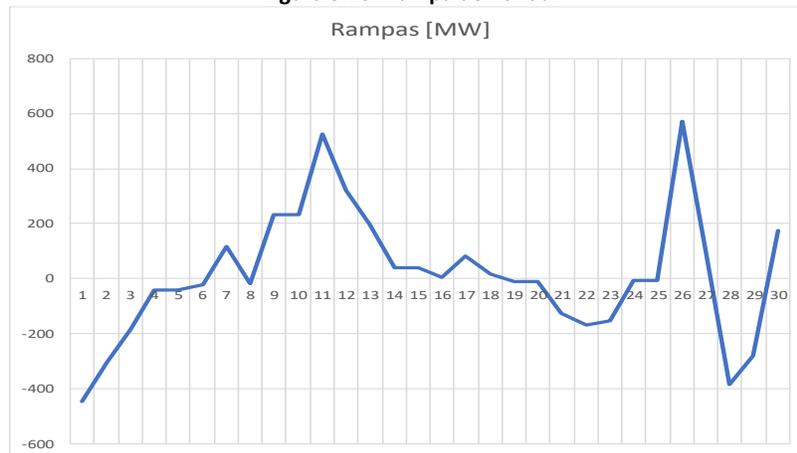
**Figura 5.11: Rampa solar.**



**Figura 5.12: Rampa eólica.**



**Figura 5.13: Rampa demanda.**



### 5.3.5 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 5.3, 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 de la reserva en giro de subida, los montos de reserva destinados a rampa y reserva efectiva. En el caso de la reserva secundaria de bajada, sólo se descontaron los montos de reserva de rampa.

**Tabla 5.3: 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%

### **5.3.6 MÍNIMOS TÉCNICOS**

Los mínimos técnicos se incorporaron en la modelación, agregando 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. Los mínimos técnicos utilizados, corresponde a los datos informados al Coordinador para las centrales existentes. Adicionalmente, los mínimos técnicos de nuevas unidades, fueron estimados en base a valores de referencia.

### **5.3.7 TIEMPOS MÍNIMOS DE OPERACIÓN**

Los tiempos mínimos se incorporaron en la modelación, agregando 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. Estos tiempos mínimos de operación utilizados, corresponden a los datos informados al Coordinador para las centrales existentes. En el caso de nuevas unidades, los tiempos mínimos de operación fueron estimados en base a valores de referencia. Adicionalmente, el detalle de los tiempos mínimos de operación utilizados en la modelación para el Modelo ST se encuentra disponible en las bases de datos Plexos publicadas como anexos a este estudio.

### **5.3.8 COSTOS DE ENCENDIDO DE CENTRALES**

Los costos de encendido se incorporaron en la modelación, agregando directamente dicha información al modelo Plexos, sin requerir tratamiento adicional como lo fueron las restricciones asociadas al control de frecuencia. Estos costos de encendido utilizados corresponden a los datos informados al Coordinador para las centrales existentes. En el caso de nuevas unidades, los costos de encendido fueron estimados en base a valores de referencia. Una modelación más detallada de dichos costos será incorporada en futuros procesos de planificación. Adicionalmente, el detalle de los mínimos técnicos de operación utilizados en la modelación para el Modelo ST se encuentra disponible en las bases de datos Plexos publicadas como anexos a este estudio.

### **5.3.9 COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA**

La optimización de uso de embalses fue modelado a través de la metodología *scenario wise decomposition*, cuyo objetivo es optimizar y definir una trayectoria única de cotas de los embalses para el conjunto de series hidrológica simuladas. Se debe destacar que la metodología *scenario wise decomposition* permite incorporar restricciones operativas con variables enteras en modelos implementados para la planificación de largo plazo. En términos prácticos, en el modelo de optimización se consideraron 3 series hidrológicas representativas dentro del conjunto de series hidrológicas (57), donde dicha simplificación es necesaria para hacer factible la incorporación de la variabilidad hidrológica, en términos de la factibilidad computacional.