

# Informe de Resultados Escenarios de Generación 2021

28 de octubre de 2021

---

DEPARTAMENTO DE PROSPECTIVA

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

## CONTENIDO

<b>RESUMEN EJECUTIVO</b>	<b>3</b>
<b>1 MODELACIÓN Y CONSIDERACIONES</b>	<b>6</b>
1.1 BASES DEL ESTUDIO	6
1.2 MODELACIÓN GENERAL	12
1.3 OPTIMIZACIÓN	13
1.4 ESCENARIOS FUTUROS	14
<b>2 RESULTADOS DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN</b>	<b>17</b>
2.1 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN-TRANSMISIÓN MODELO LT1	17
2.2 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN MODELO LT2	26
2.3 COMPARACIÓN PLANES DE GENERACIÓN MODELO LT1 Y LT2	46
2.4 COMPARACIÓN PLANES DE GENERACIÓN MODELO LT2 DISTINTOS ESCENARIOS	55
<b>3 RESULTADOS RELEVANTES DE OPERACIÓN</b>	<b>59</b>
3.1 GENERACIÓN ESPERADA	59
3.1.1 GENERACIÓN ANUAL HIDROLOGÍA SECA	59
3.1.2 GENERACIÓN HIDROLOGÍA SECA AÑO 2030	62
<b>4 CONCLUSIONES</b>	<b>66</b>
<b>5 ANEXOS</b>	<b>68</b>
5.1 ANEXO-DEMANDA DEL SISTEMA	68
5.2 ANEXO-CENTRALES EXISTENTES, EN CONSTRUCCIÓN, Y COMPROMETIDAS LICITACIÓN – RED REDUCIDA	69
5.3 ANEXO-PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN ESCENARIOS – MODELO LT2	71
5.4 ANEXO-MODELO OPTIMIZACIÓN DE INVERSIONES GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO	75
5.4.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN	75
5.4.2 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE INERCIA	80
5.4.3 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE CPF	84
5.4.4 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RAMPA.	86
5.4.5 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RESERVA PARA CSF	89
5.4.6 MODELACIÓN DE LAS BATERÍAS DE CARNOT	91
5.4.7 MÍNIMOS TÉCNICOS	94
5.4.8 TIEMPOS MÍNIMOS DE OPERACIÓN	94
5.4.9 COSTOS DE ENCENDIDO DE CENTRALES	95
5.4.10 COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA	95

## RESUMEN EJECUTIVO

---

Este informe tiene como objetivo presentar escenarios de expansión del parque generador para el período 2022-2041, los cuales son utilizados para el análisis técnico-económico de propuestas de expansión de la red de transmisión en la recomendación anual de expansión del sistema de transmisión elaborada por el Coordinador. Estos escenarios son construidos a través de un proceso de optimización de inversiones, con el fin de dar cuenta de posibles desarrollos del parque generador en un contexto de mercado competitivo. Para la construcción de los escenarios de expansión óptimos del parque generador, se consideran distintas proyecciones para variables que disponen de alta incertidumbre, y afectan el desarrollo eficiente del parque generador, entre ellos, costos de inversión de tecnologías, precios de combustibles, proyección de demanda y oposición socioambiental a proyectos entre otros. En este contexto, en este informe se presentan las principales consideraciones utilizadas en el estudio, la proyección de variables de alta incertidumbre, 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 presenta una descripción de 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, en adelante Modelo LT1, y el segundo a un modelo de optimización de inversiones de generación considerando restricciones operativas para el sistema y red de transmisión reducida, en adelante Modelo LT2, donde las inversiones en transmisión consideradas toman como base los planes de expansión de transmisión provenientes 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 futuro de retiro de unidades a carbón, los cuales tienen como objetivo dar cuenta de posibilidades de evolución de las variables relevantes que inciden en el desarrollo futuro de las inversiones en el sector generación.

En la segunda parte del informe, se presentan los resultados de la optimización de inversiones obtenidas haciendo uso de los modelos planteados en la primera parte. Inicialmente se presentan los resultados de los planes de obra de generación-transmisión asociados al modelo LT1 de optimización de inversiones generación-transmisión, donde se puede observar de manera transversal para los escenarios futuros propuestos, un alto desarrollo de la tecnología eólica en la zona sur del país, dando cuenta de la complementariedad de esta tecnología con la de generación de centrales hidroeléctricas de embalse en dicha zona. Desde el modelo LT1, se identifica en general como eficiente el desarrollo de la transmisión desde la zona central a la zona sur, para facilitar el desarrollo del potencial eólico en dicha zona.

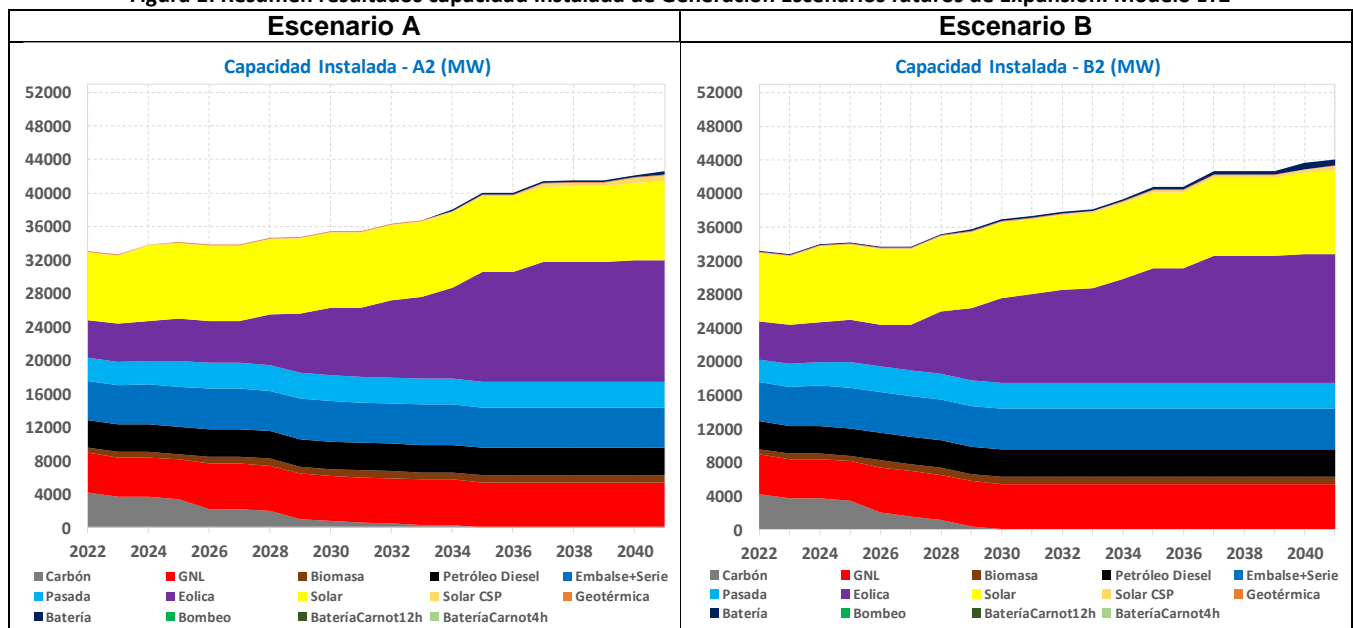
A continuación, se presentan los resultados del modelo LT2 de optimización de inversiones de generación con restricciones operativas, donde se usa como información relevante de entrada los planes de transmisión resultantes de la optimización del modelo LT1. De los resultados obtenidos para los distintos escenarios, se puede observar un alto desarrollo de la tecnología eólica ya que esta alternativa representa una siguiente etapa al actual

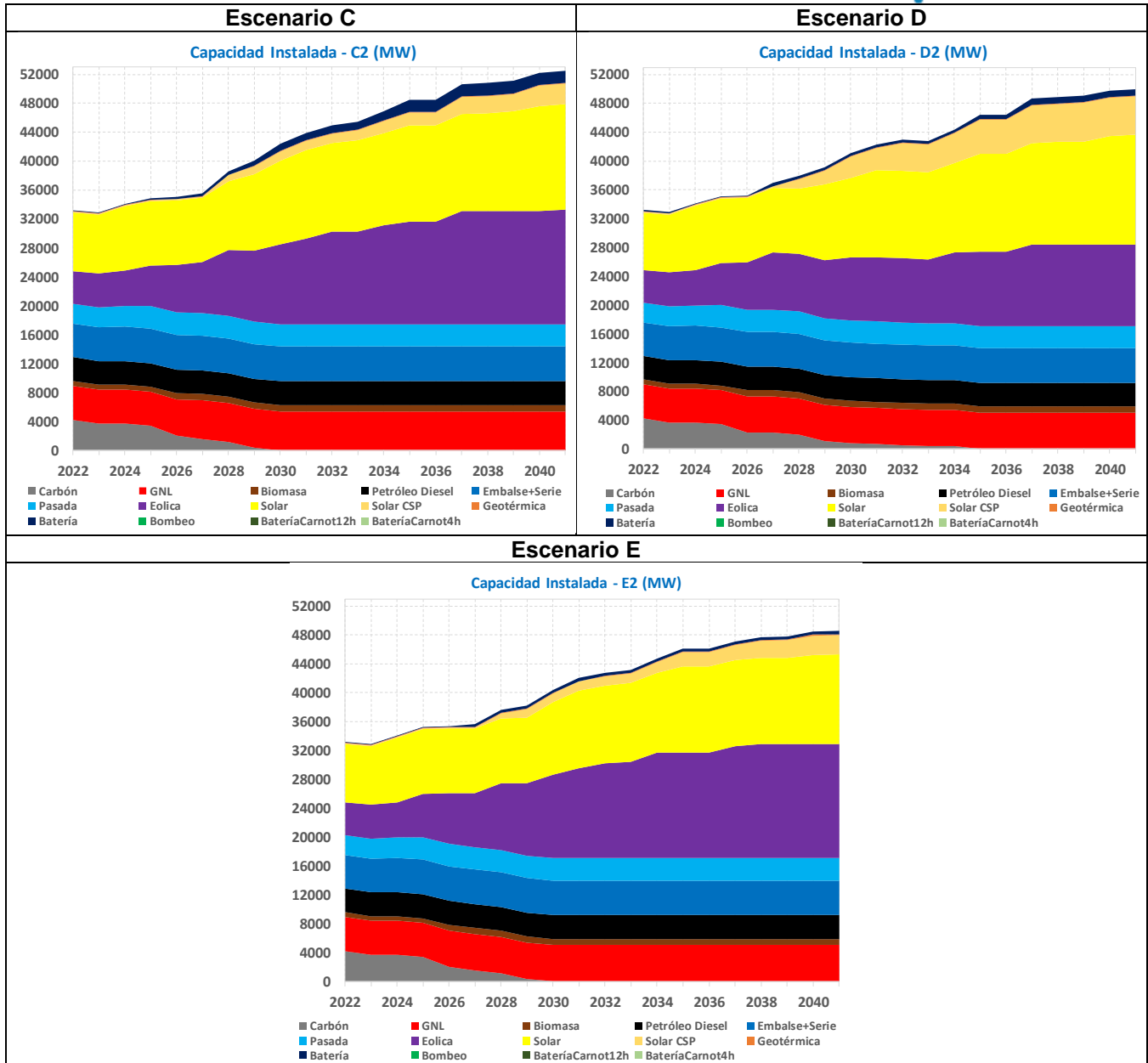
desarrollo solar, donde este último estaría alcanzando sus límites de desarrollo eficiente si no se dan las condiciones económicas para el desarrollo de almacenamientos a gran escala. Por su parte, se identifica la optimalidad del desarrollo de la tecnología CSP bajo ciertas condiciones económicas favorables para esta tecnología, siendo mayor o menor su inserción en función de la velocidad con que se lleve a cabo el proceso de descarbonización, y los costos de inversión relativos entre la tecnología solar y eólica, considerando que la tecnología CSP eficiente considera proyectos con capacidad de almacenamiento del orden de las 13 horas, operando de manera complementaria con tecnología de generación solar fotovoltaica.

Luego se presenta una comparación entre los resultados de los modelos LT1 y LT2, 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, donde efectivamente se observan diferencias importantes en los planes de generación, lo que ratifica la importancia de la modelación de exigencias operativas más realistas en los modelos de planificación de largo plazo. 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 LT2. Un resumen de los resultados de capacidad total instalada de generación para los distintos escenarios se presenta en la Figura 1, donde se considera la capacidad instalada de generación existente, los proyectos de generación en construcción y comprometidos por adjudicatarios de licitaciones, junto con la expansión eficiente del parque generador obtenida desde los modelos de optimización para los distintos escenarios futuros.

En la tercera parte del informe se presentan resultados relevantes de la operación del sistema obtenidos del modelo de optimización de inversiones, entre ellos, generación anual y generación por bloques en años específicos para distintas tecnologías, con el fin de dar cuenta de los niveles futuros esperados de generación por tecnología para distintos escenarios futuros, como también para ilustrar como se distribuirían los niveles de generación por tecnología durante un día, considerando que en el modelo LT2 se incorporan restricciones operativas, y por lo tanto el despacho de las unidades aproximaría un contexto de operación diario para los distintos escenarios futuros de proyección de variables con incertidumbre. Por último, 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.

**Figura 1: Resumen resultados capacidad Instalada de Generación Escenarios futuros de Expansión. Modelo LT2**





# 1 MODELACIÓN Y CONSIDERACIONES

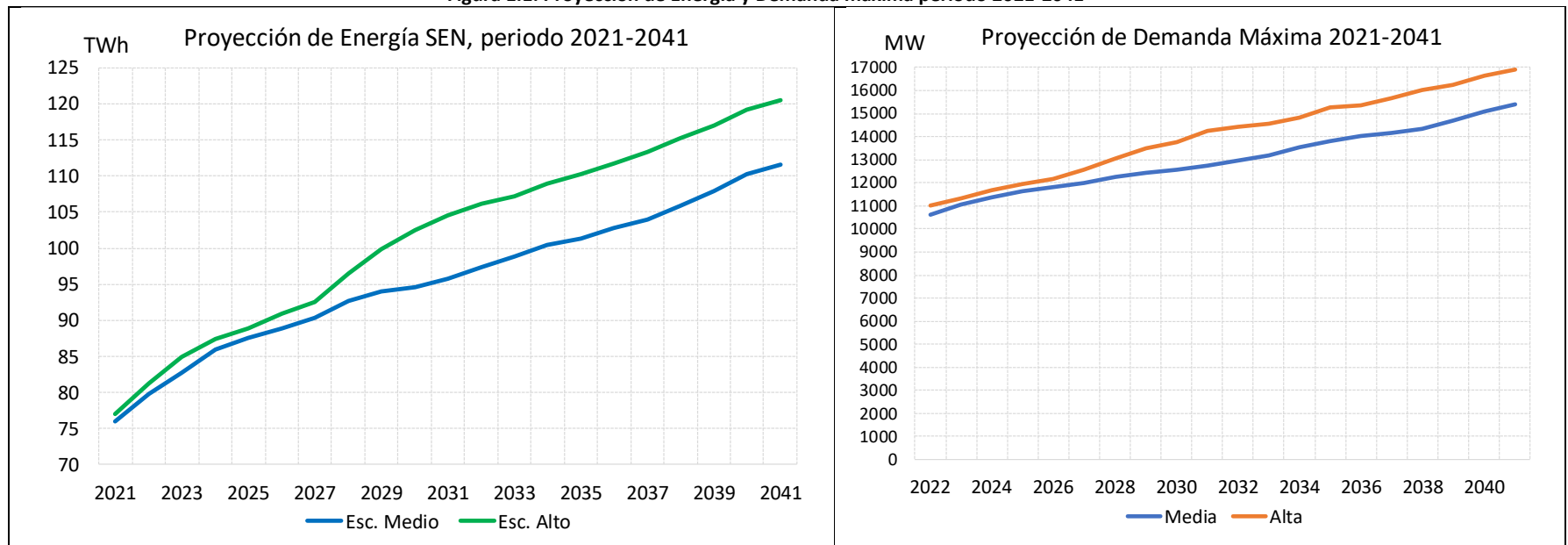
## 1.1 BASES DEL ESTUDIO

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.

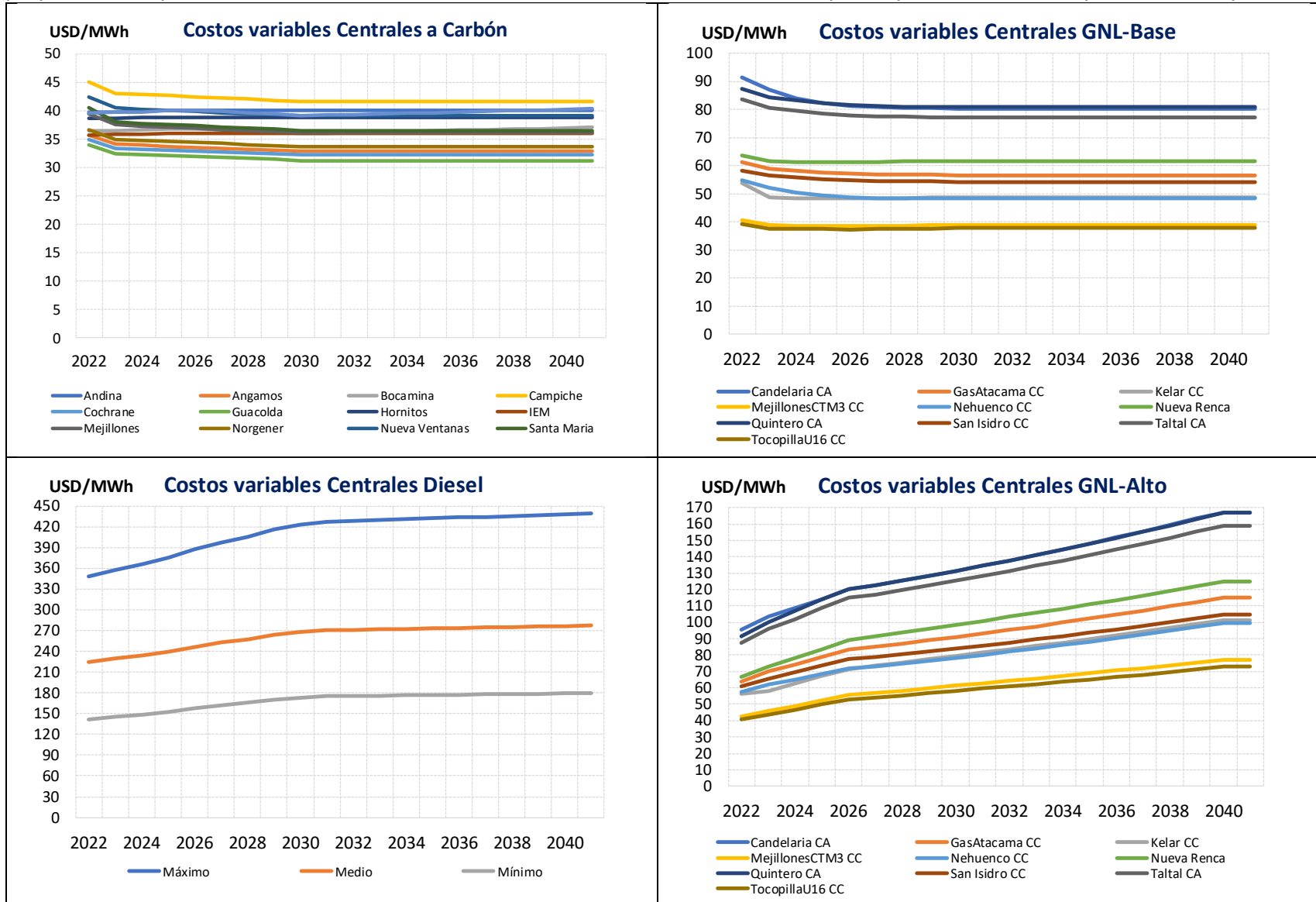
- **Previsión de Demanda:**

Se utiliza una proyección de demanda elaborada por el Coordinador cuyos detalles se presentan en el informe “Proyección de Demanda del SEN, periodo 2021-2041”, la cual es también utilizada para la recomendación anual de expansión de la transmisión del Coordinador para enero del año 2022. Los gráficos resumen de la proyección de energía y demanda máxima utilizada se presentan en la Figura 1.1 y en el anexo 5.1.

Figura 1.1: Proyección de Energía y Demanda máxima período 2021-2041



- Precios de Combustibles:** Se utilizaron proyecciones de precios de GNL, Carbón y Diesel de acuerdo con proyecciones del Coordinador. Para las proyecciones de precio alto del GNL se consideró un crecimiento del orden de 6.5% anual para el período 2022-2026, y de 2.5% anual para 2027-2041.



- **Series hidrológicas**

Se consideró como fuente de información preliminar, la data histórica disponible correspondiente a 59 series hidrológicas para las centrales hidráulicas de embalse y pasada, que corresponden a información del período 1960-2018.

A partir de esta información, se construyeron series hidrológicas obtenidas sólo a partir de la estadística hidrológica del período 2010-2018, y se agregó una hidrología muy seca representativa del año hidrológica 98-99, que representan el año más seco de la estadística. Las series hidrológicas construidas consideran una representación en serie de estos años hidrológicos, bajo lo cual estas series disponen de caudales equivalentes a últimos años hidrológicos con información disponible, y los caudales del año más seco de la estadística.

La representación de las series hidrológicas a partir de los últimos años de la estadística hidrológica permite dar cuenta de la disminución de la media de los caudales observada en los últimos años, que ha sido asociada al fenómeno de cambio climático.

- **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. Los proyectos en construcción incorporados en la modelación corresponden a los declarados en construcción en la Resolución Exenta N°249 del 30 de Julio de 2021, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. En este contexto, un mayor detalle de la capacidad instalada de generación por tecnología modeladas en la red de transmisión reducida, que considera proyectos existentes, en construcción, y comprometidos por adjudicatarios de licitaciones se presenta en el anexo 5.2.

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

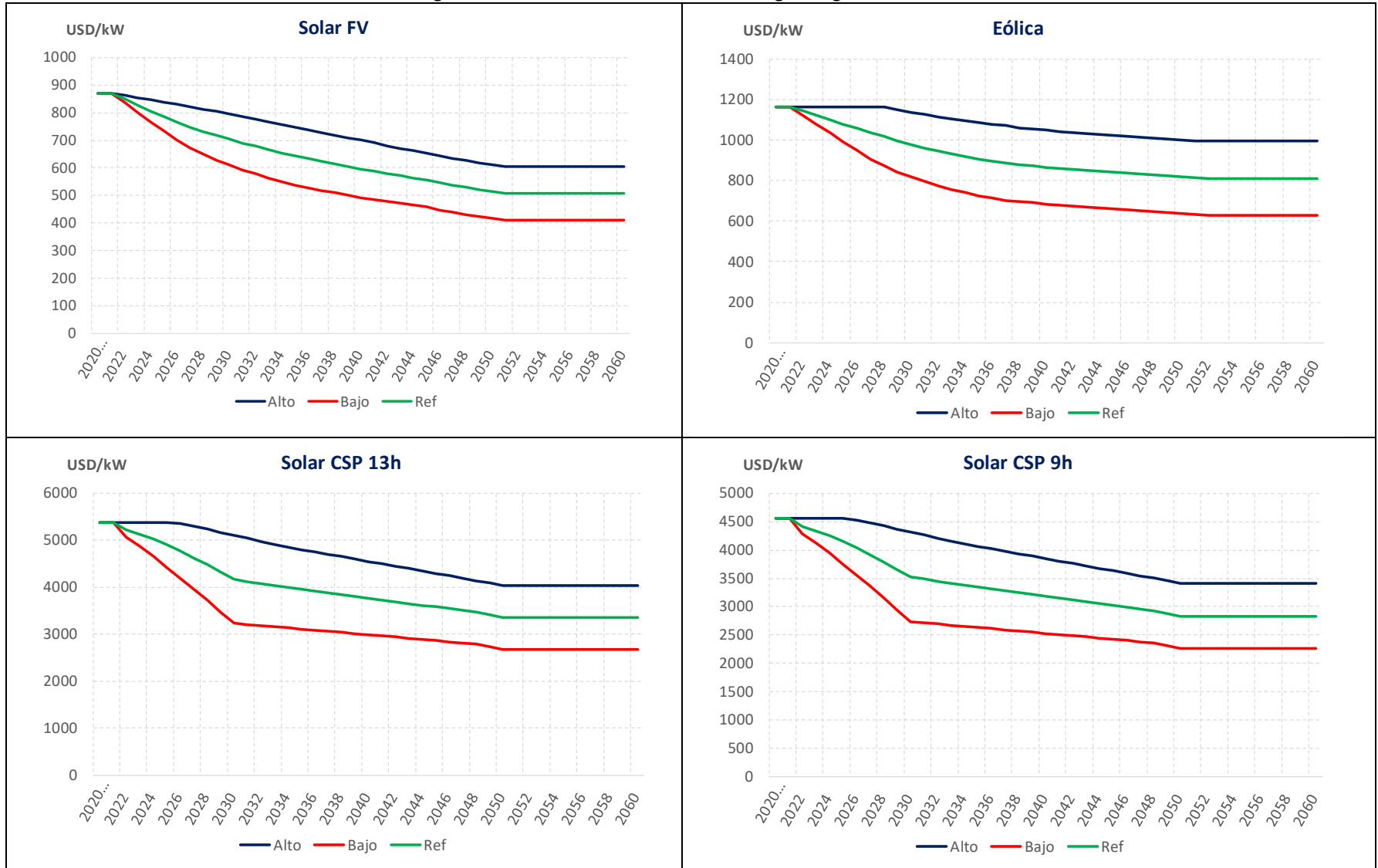
Se utilizaron las proyecciones de costos de inversión utilizadas para la actualización anual del Informe de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del año 2021 elaborada por el Ministerio de Energía. Para efectos de los costos de inversión asociados a la reconversión de plantas termoeléctricas a Carbón en baterías de Carnot, se utilizó la Información del Estudio de Factibilidad de Reconversión de Unidades a Carbón en Chile, emitido por GIZ-DLR en enero 2020. Estos costos son presentados en la Tabla 1.1.

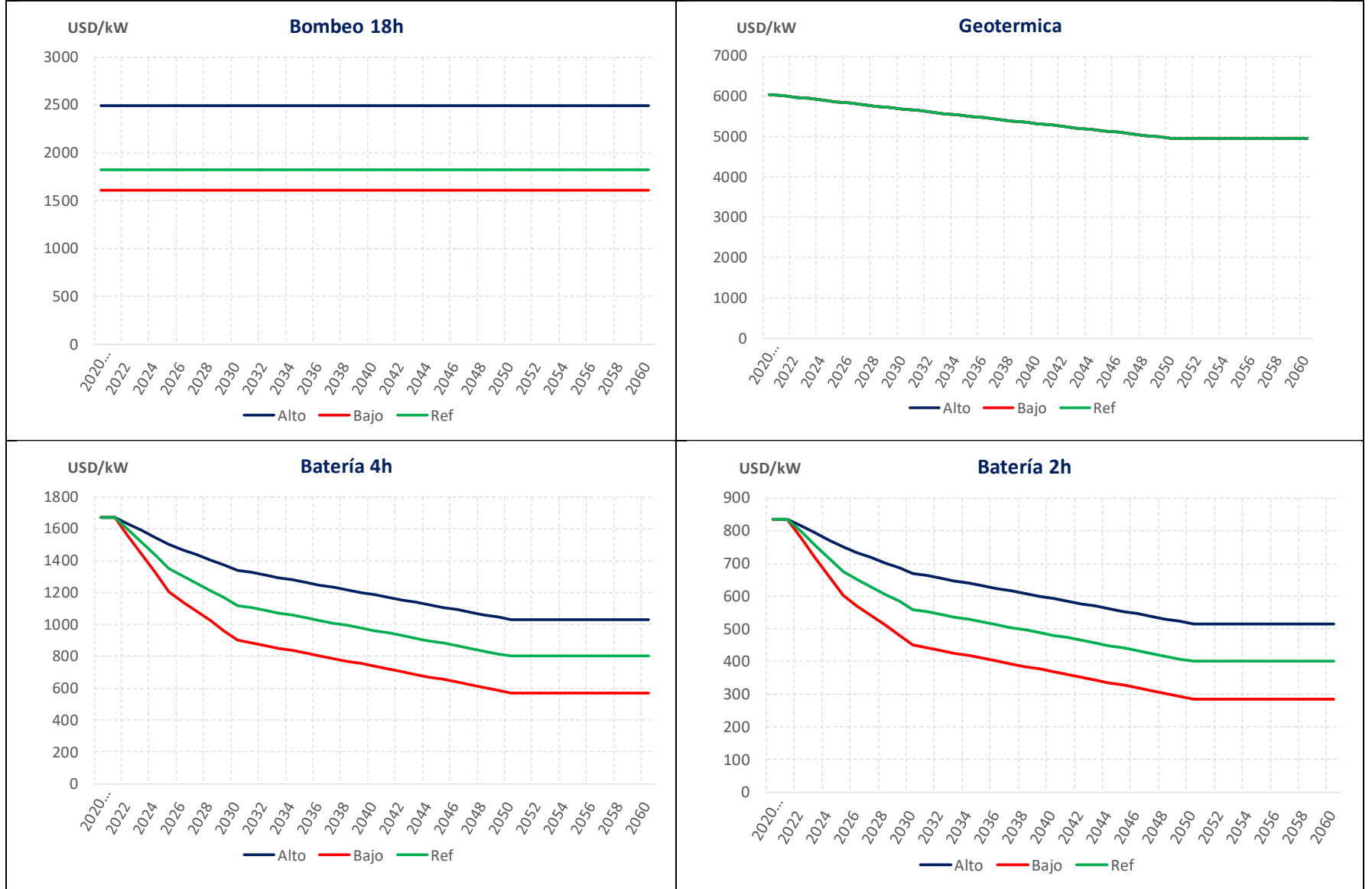
**Tabla 1.1: Resumen costos de inversión reconversión de plantas térmicas a baterías de Carnot**

Costos de Inversión proyecto tipo 100 MW en USD/kW		
Período	Almacenamiento 12 horas	Almacenamiento 4 horas
2020-2025	1954	1036
2025 en adelante	1433	796



Figura 2: Costos unitarios de inversión tecnologías de generación.





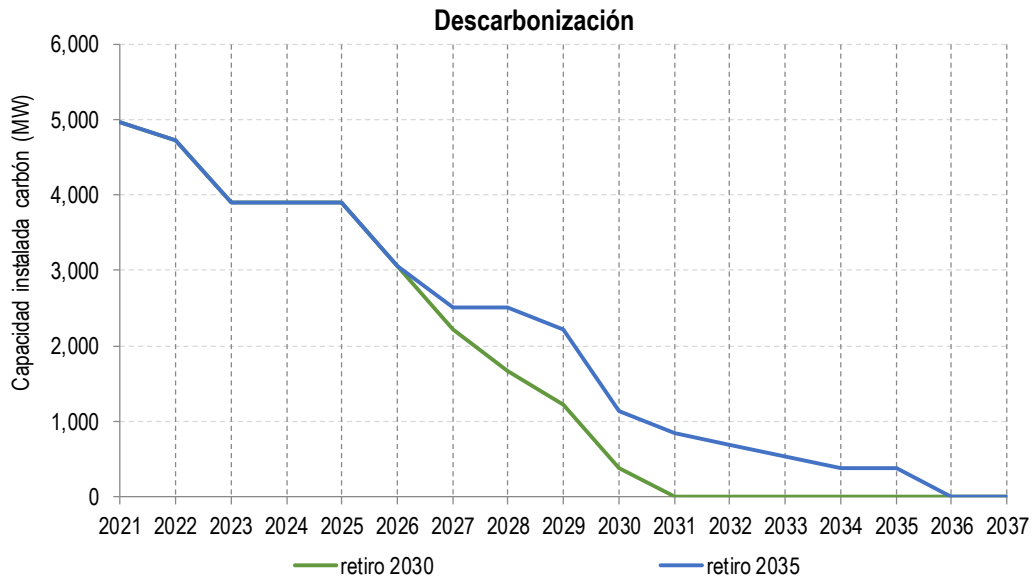
- Retiro de unidades a carbón**

Se consideran como base el cronograma oficial de retiro de unidades a Carbón comprometidas para el período 2020-2025 a través de acuerdo público-privado entre el Ministerio de Energía y empresas generadoras, los anuncios oficiales de retiro de unidades anunciados por los propietarios de manera posterior al cronograma inicial, y el anuncio oficial de reconversión de unidades a carbón de Engie. Adicionalmente, para efectos del estudio se consideraron dos de tres escenarios de retiro de unidades a carbón utilizados en la actualización anual de la PELP 2021, cuyo detalle se presenta en la Tabla 1.2. Esta tabla es representada gráficamente mediante Figura 1.3, que muestra la evolución de la potencia instalada en centrales a carbón.

**Tabla 1.2: Información centrales termoeléctricas a carbón y años de desconexión Escenarios actualización anual PELP 2021. Descarbonización al 2035 y 2030.**

UNIDAD GENERADORA	ZONA	RETIRO	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	COMBUSTIBLE	REGIÓN	AÑO PUESTA EN SERVICIO	AÑOS DE SERVICIO	AÑO DESCONEXIÓN ESCENARIOS		AÑOS SERVICIO AL DESCONECTAR ESCENARIOS	
								2035	2030	2035	2030
Ventanas 1	Centro	Retirada	120	Carbón	Valparaíso	1964	56	2020	2020	56	56
Bocamina	Sur	Retirada	130	Carbón	Biobío	1970	50	2020	2020	50	50
Termoeléctrica Tocopilla - U12	Norte	Retirada	87	Carbón	Antofagasta	1983	36	2019	2019	36	36
Termoeléctrica Tocopilla - U13	Norte	Retirada	86	Carbón	Antofagasta	1985	34	2019	2019	34	34
Termoeléctrica Tarapacá	Norte	Retirada	158	Carbón	Tarapacá	1999	21	2020	2020	21	21
Ventanas 2	Centro	Comprometido	220	Carbón	Valparaíso	1977	44	2022	2022	45	45
Termoeléctrica Tocopilla - U14	Norte	Comprometido	136	Carbón	Antofagasta	1987	34	2022	2022	35	35
Termoeléctrica Tocopilla - U15	Norte	Comprometido	132	Carbón	Antofagasta	1987	34	2022	2022	35	35
Termoeléctrica Mejillones - CTM1	Norte	Comprometido	160	Carbón	Antofagasta	1995	26	2025	2025	30	30
Termoeléctrica Mejillones - CTM2	Norte	Comprometido	174	Carbón	Antofagasta	1998	23	2025	2025	27	27
Nueva Ventanas	Centro	Comprometido	272	Carbón	Valparaíso	2010	11	2029	2029	19	19
Termoeléctrica Andina	Norte	<b>Reconversión</b>	177	Carbón	Antofagasta	2011	10	2025	2025	14	14
Termoeléctrica Angamos - ANG1	Norte	Comprometido	277	Carbón	Antofagasta	2011	10	2026	2026	15	15
Termoeléctrica Angamos - ANG2	Norte	Comprometido	281	Carbón	Antofagasta	2011	10	2026	2026	15	15
Termoeléctrica Hornitos	Norte	<b>Reconversión</b>	178	Carbón	Antofagasta	2011	10	2025	2025	14	14
Bocamina II	Sur	Comprometido	350	Carbón	Biobío	2012	9	2022	2022	10	10
Campiche	Centro	Comprometido	272	Carbón	Valparaíso	2013	8	2029	2029	16	16
Infraestructura Energética Mejillones	Norte	<b>Reconversión</b>	375	Carbón	Antofagasta	2018	3	2025	2025	7	7
Termoeléctrica Norgener - NTO1	Norte	*	140	Carbón	Antofagasta	1995	26	2028	2026	33	31
Guacolda - U1	Norte	*	152	Carbón - Petcoke	Atacama	1995	26	2030	2028	35	33
Guacolda - U2	Norte	*	152	Carbón - Petcoke	Atacama	1996	25	2030	2028	34	32
Termoeléctrica Norgener - NTO2	Norte	*	136	Carbón	Antofagasta	1997	24	2028	2026	31	29
Guacolda - U3	Norte	*	152	Carbón - Petcoke	Atacama	2009	12	2031	2028	22	19
Guacolda - U4	Norte	*	152	Carbón - Petcoke	Atacama	2010	11	2032	2029	22	19
Guacolda - U5	Norte	*	152	Carbón - Petcoke	Atacama	2015	6	2033	2029	18	14
Santa María	Sur	*	370	Carbón	Biobío	2012	9	2035	2030	23	18
Cochrane - CCH1	Norte	*	275	Carbón	Antofagasta	2016	5	2029	2027	13	11
Cochrane - CCH2	Norte	*	275	Carbón	Antofagasta	2016	5	2029	2027	13	11

**Figura 1.3: Trayectorias de generación a carbón para distintas metas de descarbonización, Escenarios 2035 y 2030. Potencia Instalada**



## 1.2 MODELACIÓN GENERAL

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

- **Restricciones operativas**

Adicional a las limitaciones de las unidades de generación convencionales 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 sistémica en función de velocidad de respuesta del control primario de frecuencia (CPF). Inercia Mínima del SEN Norte asociada a estabilidad angular.
- ✓ Requerimiento mínimo de reserva para el CPF, orientado a optimizar la distribución de reservas para proveer el CPF.
- ✓ Requerimiento dinámico de reserva secundaria en función de generación ERV, orientado a optimizar la provisión de dichas reservas.
- ✓ Requerimiento dinámico de rampa de subida y bajada en función de generación ERV. Mayores detalles de la modelación y formulación de las restricciones se presentan en el anexo 5.4.

- **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 se 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. Considerando el uso de la red de transmisión reducida, la capacidad instalada de generación existente, en construcción y comprometida por adjudicatarios de licitaciones se asocia a barras de esta red. El desglose de capacidad instalada por tecnología y barra de red reducida se presenta en el anexo 5.2 y un mayor detalle de la modelación del sistema de transmisión se incorporó en el anexo 5.4.1.

- **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 trayectoria única 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 provisión de rampas de generación, en 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.

- **Baterías de Carnot**

Modelación de baterías de Carnot como un sistema de almacenamiento equivalente a las baterías, utilizando distintas alternativas de capacidad de almacenamiento, en particular, 4 y 12 horas. En términos operativos, se modelaron con atributos de flexibilidad diferenciados en sus modos de carga y generación, ya que en modo carga sería similar a una batería en términos de su aporte a rampas y control primario y secundario de frecuencia, mientras que en modo generación es similar a una planta térmica a carbón, en términos de su aporte de inercia, velocidad de respuesta para control primario de frecuencia de una central a carbón, pero con rampa secundaria equivalente a la de una central concentradora solar, y el mínimo técnico actual de la planta en modo generación. Mayore detalle de la modelación de esta tecnología se presenta en el anexo 5.4.6.

- **Concentración Solar de Potencia**

Las centrales de concentración solar de potencia se modelaron acorde con su capacidad de almacenamiento en horas, lo que se tradujo en una disponibilidad de energía para generación de dichas tecnologías que reflejara sus niveles máximos de almacenamiento. En particular, se consideraron alternativas de expansión con capacidad de almacenamiento de 9 y 13 horas.

### 1.3 OPTIMIZACIÓN

La optimización del plan de obras de generación se realiza 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 optimizan las inversiones anuales de generación y almacenamiento considerando una red de transmisión reducida, y con relajación de restricciones operativas, mientras que en el segundo modelo, denominado modelo LT2 se optimizan inversiones en

---

<sup>1</sup> El largo de las etapas es de 5 años para la optimización generación-transmisión sin restricciones operativas (modelo LT1), y de 1 año para la optimización de generación con restricciones operativas y red de transmisión reducida (modelo LT2).

generación considerando restricciones operativas y red de transmisión reducida, considerando como dato de entrada la expansión del sistema de transmisión proveniente del Modelo LT1. Este proceso de dos etapas se fundamenta en que no es factible en términos de tiempos computacionales la resolución del problema de optimización completo, esto es, optimización generación-transmisión con restricciones operativas, para una resolución y red de transmisión adecuada, para representar en términos generales la distribución geográfica de la generación, y la resolución de la variabilidad del recurso renovable en términos de variaciones intradiarias. A continuación se presentan más detalles de cada modelo.

### **Modelo LT1**

En el primer modelo, denominado modelo LT1, se optimizan las inversiones anuales de generación y almacenamiento considerando una red de transmisión reducida, con 8 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. Para este modelo, se consideran etapas de optimización de 5 años, lo que permite seccionar el problema de optimización de 20 años en cuatro problemas de optimización en serie de 5 años.

### **Modelo LT2**

El modelo LT2 se utiliza para realizar la optimización de inversiones de generación considerando restricciones operativas y una red de transmisión reducida de 22 Barras, mientras que las inversiones de transmisión de la red principal se extraen directamente de los resultados de optimización de generación-transmisión con el Modelo LT1. En términos de resolución, en el modelo LT2 se utilizan 16 bloques mensuales cronológicos con el fin de emular el comportamiento del perfil diario de generación, y se consideran 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 evaluar el desarrollo óptimo de infraestructura de generación fue de 20 años, considerando el período 2022-2041. Los planes de obras de generación resultante de este segundo modelo representan los planes de expansión definitivos obtenidos del proceso de optimización. El detalle de la modelación de la red de transmisión reducida y formulación de las restricciones operativas se incorpora en el Anexo 5.4

## **1.4 ESCENARIOS FUTUROS**

Para poder realizar análisis sobre los requerimientos futuros de expansión del sistema de transmisión, es necesario considerar distintos escenarios futuros de proyección 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, entre ellas, el proceso de descarbonización y sus fechas definitivas de materialización, junto con diferentes proyecciones para 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, lo que impactaría en limitar dichas alternativas como candidatas para expandir la capacidad de generación del sistema.

### Escenarios Planteados

Se plantearon 5 escenarios en base a combinaciones de escenarios de inversión, precios de combustible, demanda y descarbonización:

- **Escenarios de Inversión:**
  - ✓ **Inversión Referencial:** Considera costos de inversión en tecnologías referenciales de la PELP, costo alto bombeo hidráulico. Sin inversión en centrales a carbón, oposición social a proyectos hidráulicos.
  - ✓ **Inversión Sustentable–Costos bajos almacenamiento:** Considera costos bajos tecnología solar, baterías y CSP, costos altos tecnología eólica, costo alto bombeo hidráulico. Sin inversión en centrales a carbón y GNL, oposición social a proyectos hidráulicos y geotermia.
  - ✓ **Inversión Lenta–Costo alto tecnologías:** Considera costos altos almacenamientos CSP, bombeo hidráulico y baterías, costos altos tecnología eólica, geotérmica e hidráulica. Sin inversión en centrales a carbón y GNL, oposición social a proyectos hidráulicos y geotermia.
  
- **Escenarios de Descarbonización:**
  - ✓ **Descarbonización 2035:** Retiro 100% de unidades a carbón al año 2035.
  - ✓ **Descarbonización 2030:** Retiro 100% de unidades a carbón al año 2030.
  
- **Escenarios de Demanda:**
  - ✓ **Demanda Base:** Crecimiento base de la demanda considerando proyecciones de crecimiento base del PIB.
  - ✓ **Demanda Alta:** Crecimiento alto de la demanda considerando 100% de materialización de proyectos industriales y mineros informados.
  
- **Escenarios de Precio de combustible:**
  - ✓ **GNL Base:** Proyecciones base de precio que dispone el Coordinador.
  - ✓ **GNL Alto:** Considera proyección de precios altos del combustible GNL.
  
- **Escenarios Hidrológicos:**
  - ✓ **Hidrología Seca:** La representación de las series hidrológicas se realiza a partir de los últimos años de la estadística hidrológica disponible, período 2010-2018 más estadística año hidrológico seco 1998-1999. Lo anterior permite dar cuenta de la disminución de la media de los caudales observada en los últimos años, que ha sido asociada al fenómeno de cambio climático.

**Escenarios Utilizados:**

**Escenario A:** Inversión Referencial + Descarbonización2035 + Demanda Base + GNL Base + Hidrología Seca

**Escenario B:** Inversión Referencial + Descarbonización2030 + Demanda Base + GNL Base + Hidrología Seca

**Escenario C:** Inversión Sustentable + Descarbonización2030 + Demanda Alta + GNL Alto + Hidrología Seca

**Escenario D:** Inversión Sustentable + Descarbonización2035 + Demanda Alta + GNL Alto + Hidrología Seca

**Escenario E:** Inversión Lenta + Descarbonización2030 + Demanda Alta + GNL Alto + Hidrología Seca

En la Tabla 1.3 se presenta un resumen de los escenarios utilizados.

**Tabla 1.3: Escenarios considerados para planes de obra de generación 2021**

Escenarios considerados para plan de obras de generación 2021						
Combinatoria de supuestos		ESC A	ESC B	ESC C	ESC D	ESC E
Cronograma comprometido primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón y reconversión unidades Engie 2019-2025		SI	SI	SI	SI	SI
Descarbonización		PELP2021	PELP2021	PELP2021	PELP2021	PELP2021
Año descarbonización total PELP 2021		<b>2035</b>	<b>2030</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2030</b>
Costos de inversión tecnologías de generación renovables PELP 2021	CSP	Referencial	Referencial	Referencial	<b>Bajo</b>	<b>Alto</b>
	Solar	Referencial	Referencial	<b>Bajo</b>	<b>Bajo</b>	Referencial
	Eólico	Referencial	Referencial	<b>Alto</b>	<b>Alto</b>	<b>Alto</b>
	Geotérmica	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	<b>Alto</b>
	Hidráulica	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	<b>Alto</b>
Costos de inversión sistemas de almacenamiento PELP 2021	Baterías	Referencial	Referencial	<b>Bajo</b>	<b>Bajo</b>	<b>Alto</b>
	Batería de Carnot (GIZ)	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
	Bombeo hidráulico	<b>Alto</b>	<b>Alto</b>	<b>Alto</b>	<b>Alto</b>	<b>Alto</b>
Costos de inversión tecnologías convencionales	GNL	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP
Reconversión Unidades a Carbón		Bat Carnot (x2) <b>Reconversión GNL (x2)</b>	<b>Bat Carnot (x2) + Reconversión GNL (x2)</b>	<b>Bat Carnot (x2) + Reconversión GNL (x2)</b>	<b>Bat Carnot (x2)</b>	<b>Bat Carnot (x2)</b>
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos, bombeo y geotermia		<b>Bombeo desde 2028 + Limitación Geotermia, Hidro</b>	<b>Bombeo desde 2028 + Limitación Geotermia, Hidro</b>	<b>Bombeo desde 2028 + Limitación Geotermia, Hidro</b>	<b>Bombeo desde 2028 + Limitación Geotermia, Hidro + Limitación Inv. CC GNL</b>	<b>Bombeo desde 2028 + Limitación Geotermia, Hidro + Limitación Inv. CC GNL</b>
Costo de combustible GNL		Referencial CEN	Referencial CEN	<b>Alto CEN</b>	<b>Alto CEN</b>	<b>Alto CEN</b>
Estadística hidrológica		<b>Seca-10 años</b>	<b>Seca-10 años</b>	<b>Seca-10 años</b>	<b>Seca-10 años</b>	<b>Seca-10 años</b>
Demanda Energética		Base CEN	Base CEN	<b>Alta CEN</b>	<b>Alta CEN</b>	<b>Alta CEN</b>



## **2 RESULTADOS DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN**

---

### **2.1 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN-TRANSMISIÓN MODELO LT1**

A partir del modelo de optimización de inversiones generación-transmisión planteado en la sección 1.3, se obtuvieron los resultados de los planes óptimos de generación y transmisión para los escenarios planteados en la sección 1.4. Los resultados del modelo para los distintos escenarios se presentan en la Figura 2.1.

De los resultados para los distintos escenarios se puede observar en todos los casos que el desarrollo óptimo del sistema está dado principalmente por generación renovable eólica y solar, presentando una mayor intensidad para los escenarios en que el retiro total de unidades a carbón se materializa al año 2030. 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 baterías convencionales, y en menor medida reconversión de unidades a carbón a GNL, baterías de Carnot, y bombeo hidráulico.

A su vez, estos resultados se ilustran de manera sintética en los diagramas unilineales simplificados de la red de transmisión reducida, en las Figura 2.2, Figura 2.3, Figura 2.4, Figura 2.5 y Figura 2.6 para los escenarios A, B, C, D y E respectivamente. Estos resultados permiten evidenciar que una vez materializado el proyecto HVDC entre la zona norte y centro del sistema eléctrico nacional, se requiere potenciar el desarrollo del sistema de transmisión desde la zona centro hacia la zona sur del sistema eléctrico nacional, con el fin de poder materializar el desarrollo del alto potencial de energía eólica en la zona sur del país. En particular, se debe destacar que la generación eólica se distribuye a través durante las 24 horas del día, a diferencia de la generación solar que se concentra en horas específicas del día. Lo anterior, se traduce en que mayores niveles de inserción de energía solar se deben materializar en conjunto con sistemas de almacenamiento a gran escala, lo que implica altos niveles de inversión en dichas tecnologías para poder habilitar mayores niveles de inserción solar que los que actualmente se encuentran ya sea en operación, en construcción, o en etapa de desarrollo por adjudicatarios de licitaciones. Se debe destacar, que el desarrollo de la tecnología eólica presenta las siguientes ventajas, en primer lugar permite disminuir los requerimientos de generación térmica en horas de ausencia de generación solar, y en segundo lugar presenta una alta complementariedad con la generación de centrales de embalse existentes en la zona sur del país, ya que permite desplazar temporalmente la generación de centrales de embalse a horas en que hay bajo nivel de generación eólica, permitiendo un mayor nivel de acumulación en los embalses, y realizando el uso de la misma capacidad de transmisión por parte de ambas tecnologías.

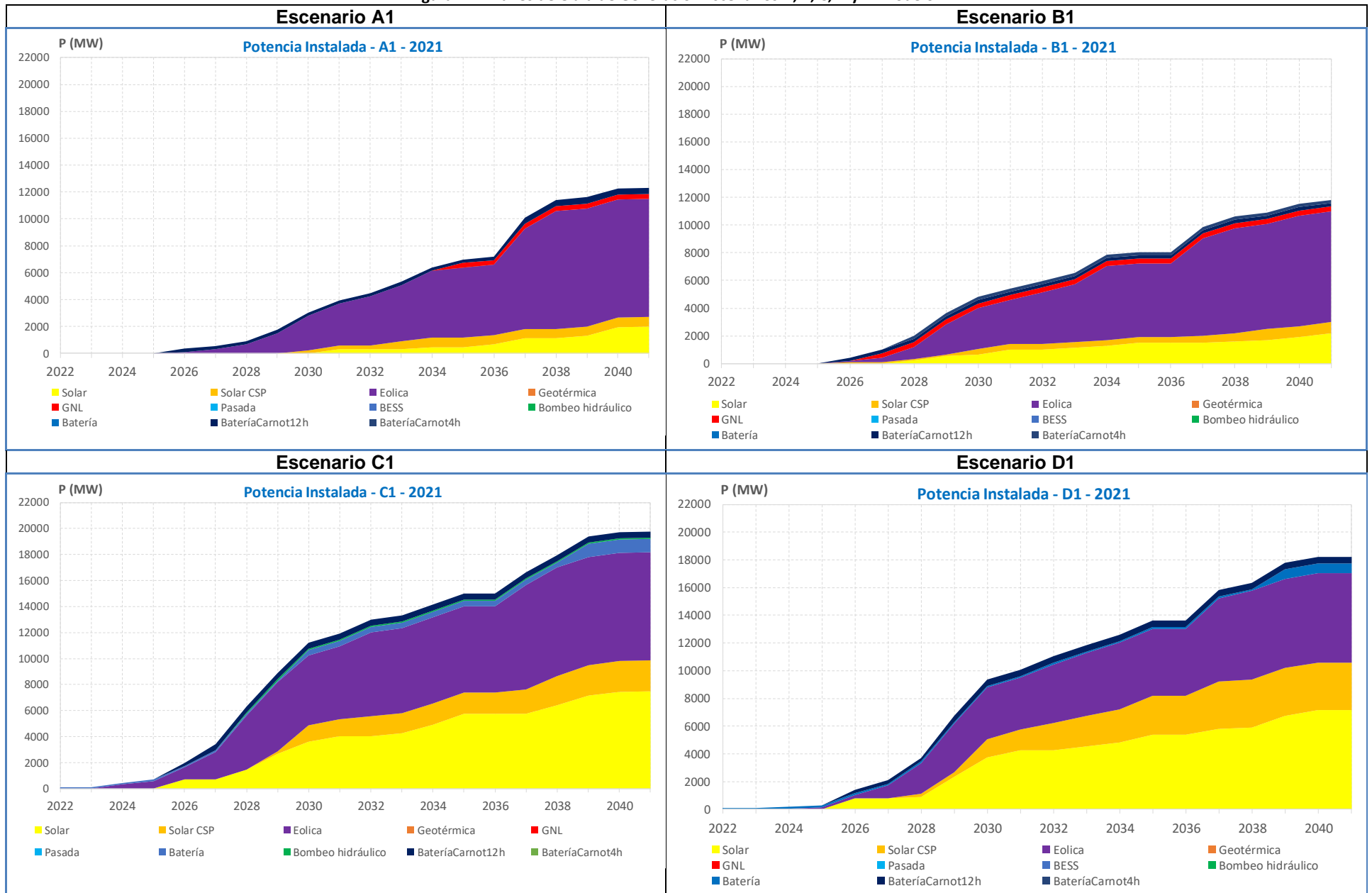
En este contexto, los escenarios futuros de expansión de generación sugieren la necesidad de revisar el desarrollo del sistema de transmisión principal desde la zona centro hacia la zona sur del país, pudiendo ser necesario ampliar la capacidad de estos corredores. Se debe destacar que actualmente se encuentra en desarrollo un proyecto de línea de transmisión en 500 kV inicialmente energizada en 220 kV desde Entre Ríos a Puerto Montt, proyecto que actualmente se encuentra en la fase de estudio de franja, por lo que dados los escenarios futuros proyectados, sería conveniente la revisión de una eventual modificación a este proyecto. Por consiguiente, sería necesaria disponer de un aumento en la capacidad de este proyecto, considerando que el proyecto mencionado se encuentra en su fase más temprana de desarrollo, y aún no inicia su construcción, lo que permitiría aprovechar la fase de estudio de franja para conceptualizar un proyecto con una visión de más largo plazo.

Por otra parte, se debe destacar que tal como se indicó previamente, estos resultados iniciales obtenidos del modelo de optimización de inversiones generación-transmisión permiten obtener un plan de transmisión referencial, que sólo da cuenta del desarrollo de proyectos estructura y aumentos de capacidad a nivel interregional, por lo que el análisis más específico de su conveniencia económica y diseño conceptual se debe analizar en la etapa de análisis del plan de expansión de transmisión 2022. No obstante, estos planes de transmisión se utilizan como información de entrada para el modelo de optimización de inversiones de generación con restricciones operativas y red de transmisión reducida (Modelo LT2).

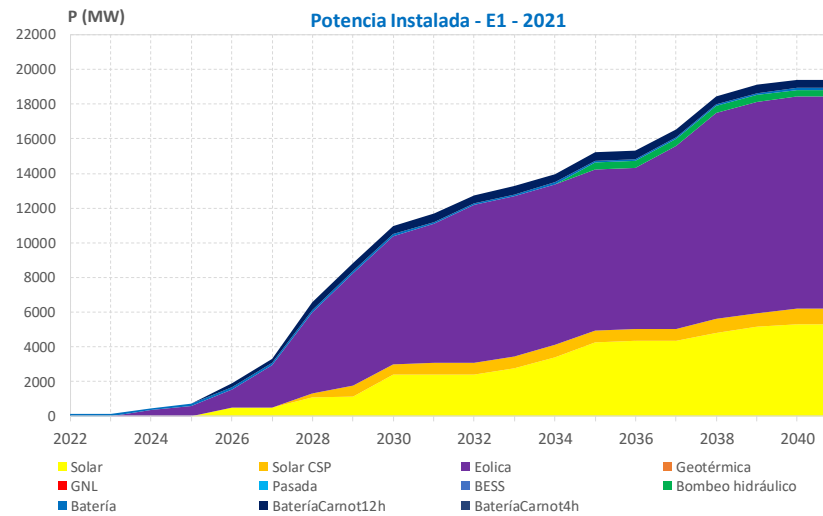
Adicionalmente, se debe destacar que en el modelo LT1 se utilizó una modelación con menor resolución para los bloques de demanda que los utilizados para el modelo LT2, lo que traería consigo una identificación menos precisa de los peak de generación renovable en los bloques día, lo que lleva a la necesidad 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, donde en términos generales, se adelantaron 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, en la Tabla 2.1 se presentan las fechas de entrada resultantes de los proyectos de transmisión estructuras identificados a partir del modelo LT1, y las fechas definitivas de entrada utilizadas para optimizar el plan de generación haciendo uso del modelo LT2.

Figura 2.1: Planes de Obra de Generación Escenarios A, B, C, D y E. Modelo LT1



### Escenario E1



**Tabla 2.1: Plan de obras óptimo de Transmisión Escenarios. Salidas Modelo LT1 y Entradas Modelo LT2**

Línea \ Escenario	Estado	Longitud referencial [km]	Zona	Flujo Máx. [MVA]	A1	A2	B1	B2	C1	C2	D1	D2	E1	E2
HVDC: Kimal 500 - Lo Aguirre 500	Licitación	1500	Norte-Centro	3000	2029	2029	2029	2029	2029	2029	2029	2029	2029	2029
HVAC: Nueva Charrúa 500 - Nueva Puerto Montt 500	Franja	900	Centro-Sur	2000	2028	2028	2028	2028	2028	2028	2028	2028	2028	2028
HVDC/AC: Lo Aguirre 500-Nueva Puerto Montt 500/Ancud 500	Expansión	900-1000	Centro-Sur	2000	2037	2035	-	2035	2032	2030	2029	2027	2032	2030
HVAC: Charrua 500 -Pichirropulli 500	Expansión	350	Sur	2000	2037	2035	-	2035	-	-	-	-	-	-

Figura 2.2: Plan de Obras Transmisión – Generación 2040 Escenario A1. Red de Transmisión Reducida

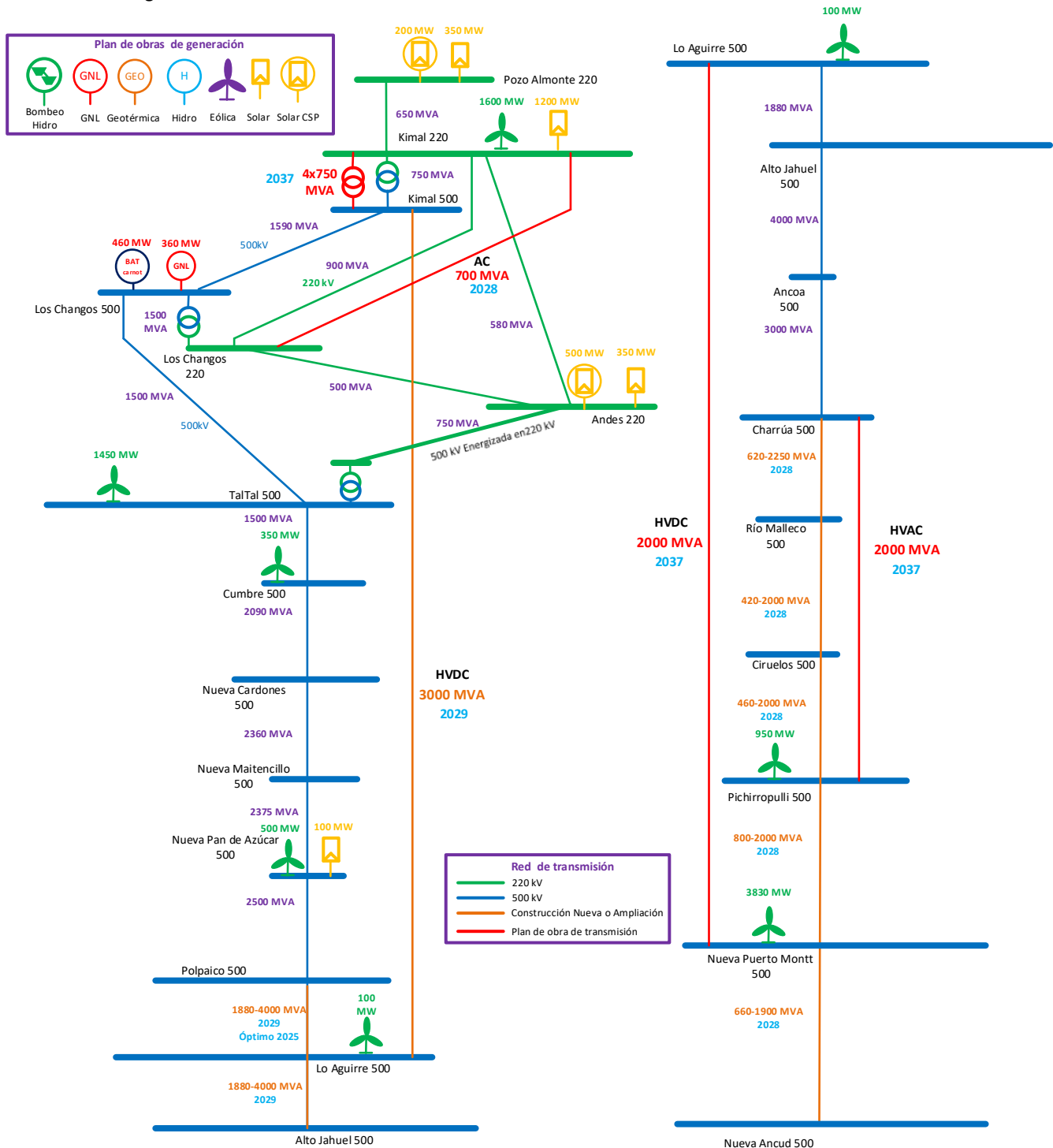


Figura 2.3: Plan de Obras Transmisión – Generación 2040 **Escenario B1. Red de Transmisión Reducida**

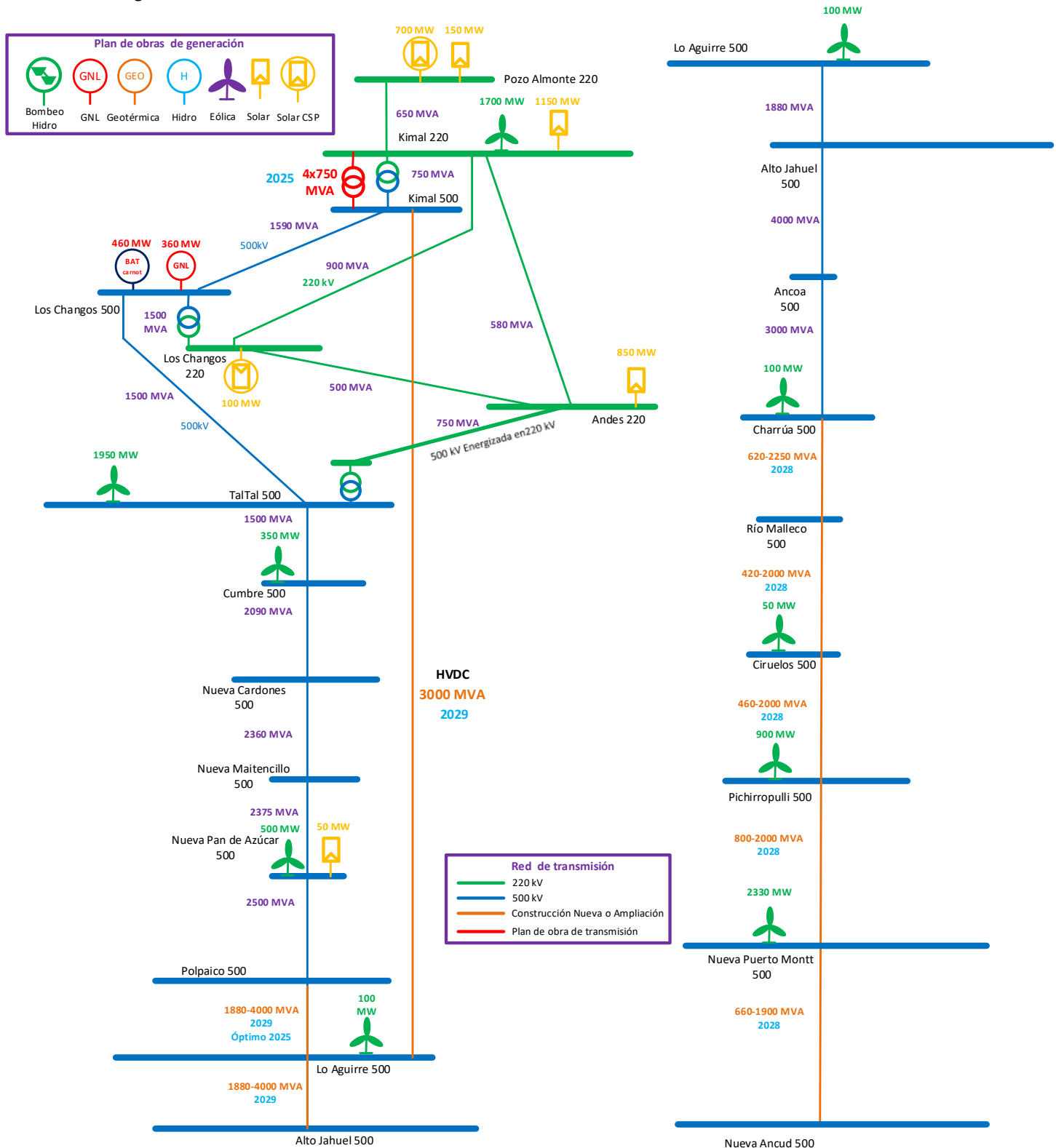


Figura 2.4: Plan de Obras Transmisión – Generación 2040 Escenario C1. Red de Transmisión Reducida

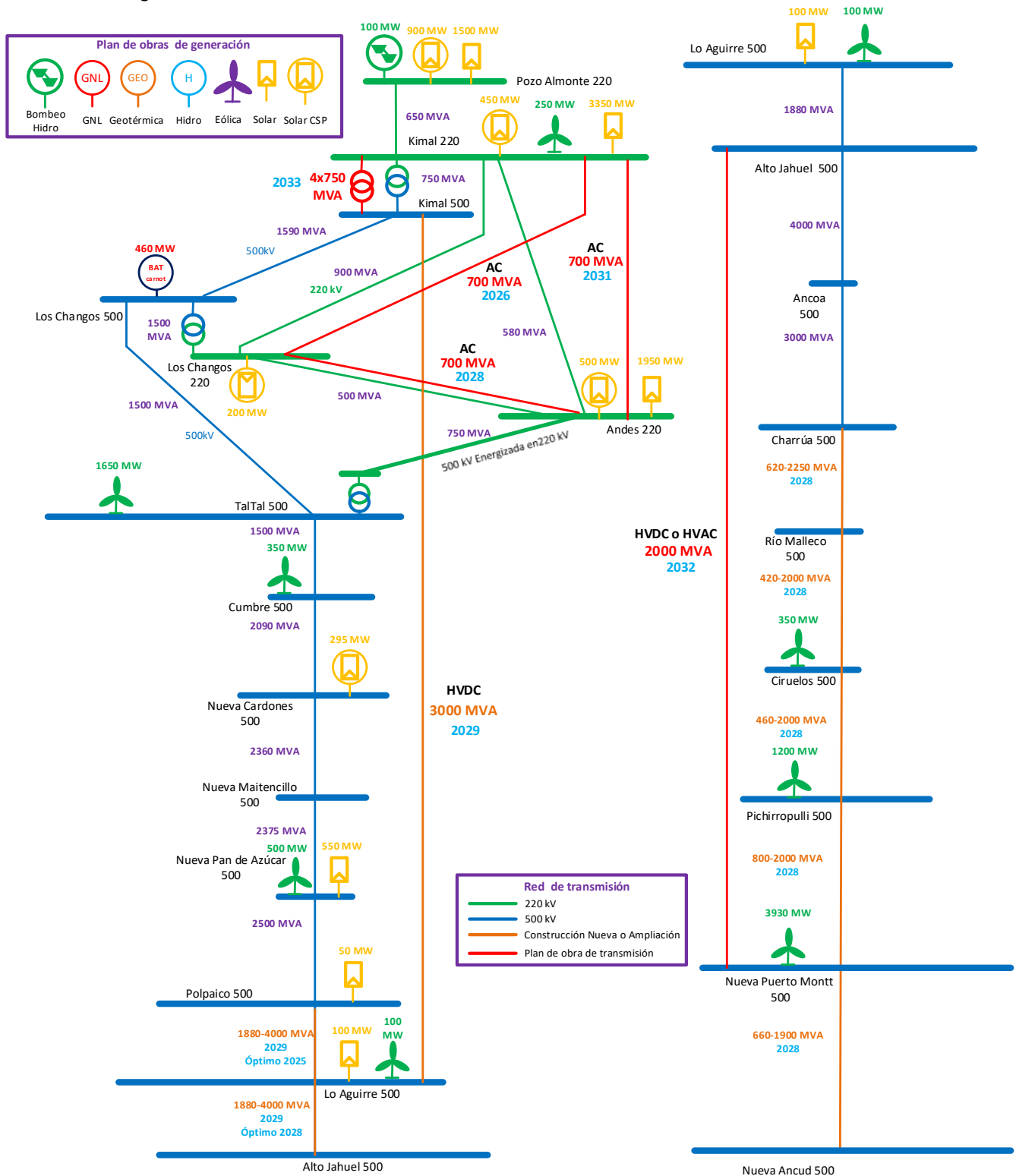


Figura 2.5: Plan de Obras Transmisión – Generación 2040 Escenario D1. Red de Transmisión Reducida

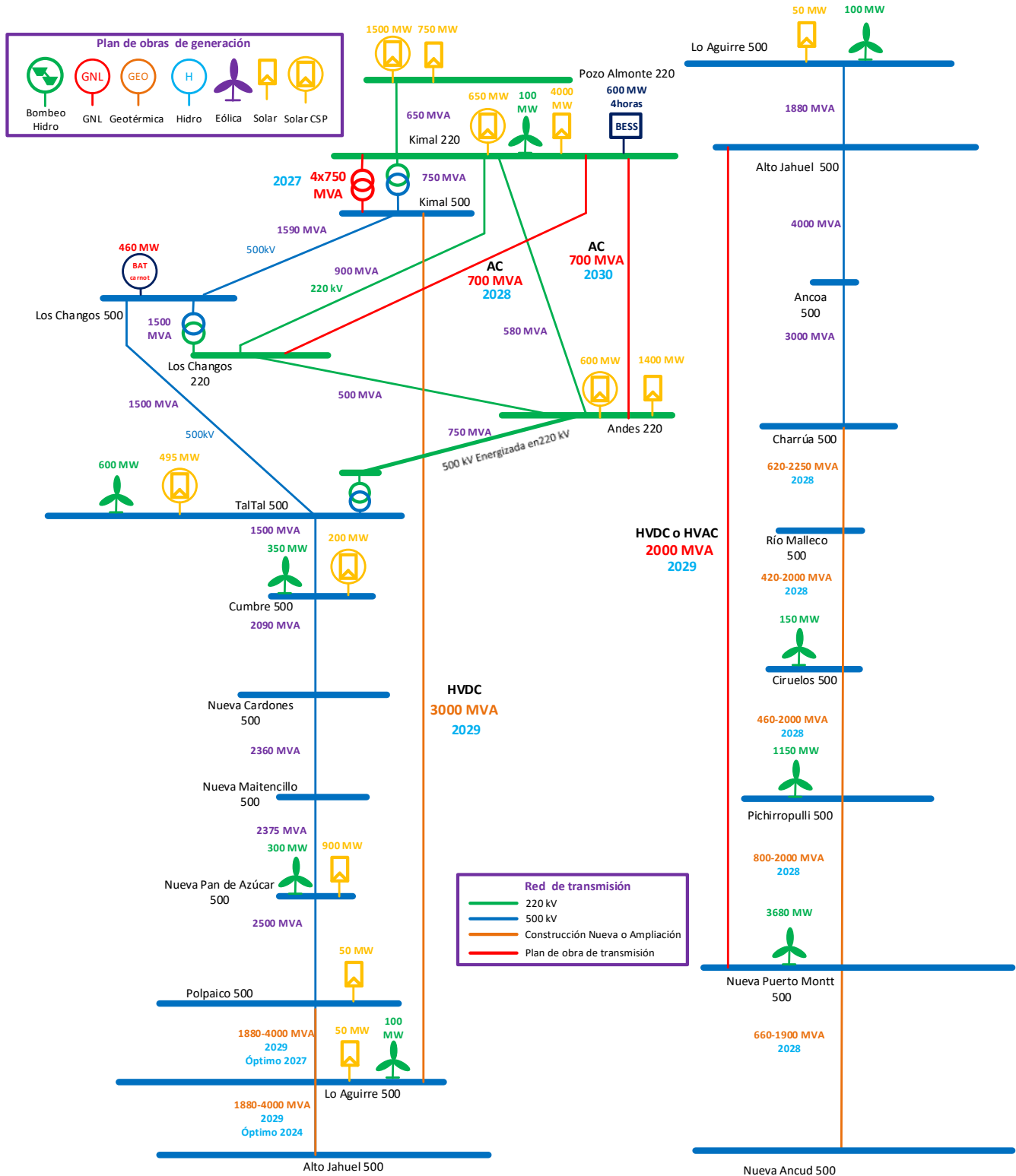
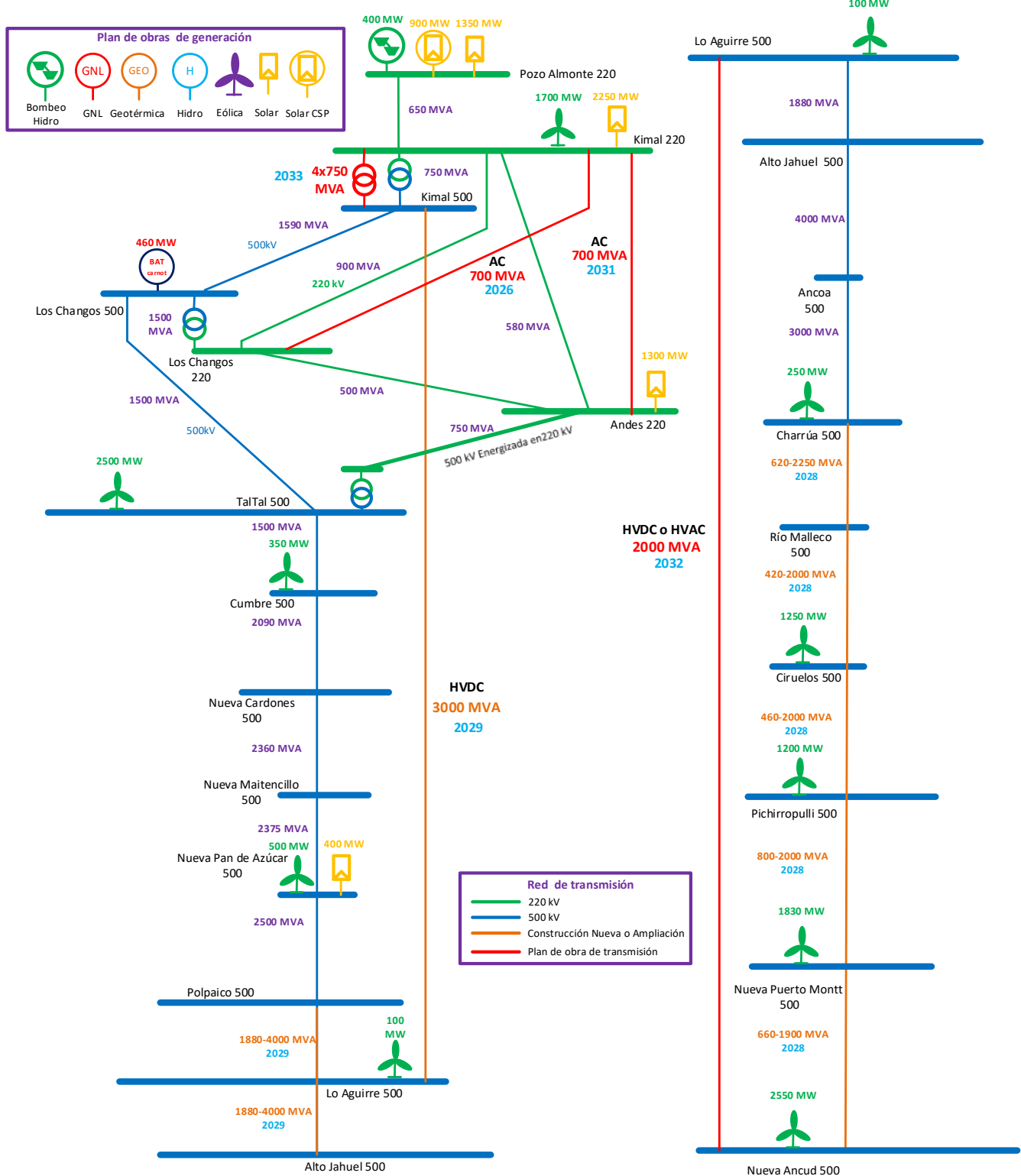




Figura 2.6: Plan de Obras Transmisión – Generación 2040 Escenario E1. Red de Transmisión Reducida



## 2.2 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, D y E se presentan en la Figura 2.7, donde se presenta la expansión eficiente del parque generador para los distintos escenarios, por sobre la capacidad de generación existente y en construcción. Por otra parte, en la Figura 2.8 se presentan los mismos planes de desarrollo eficiente del parque generador, pero por sobre la capacidad existente y en construcción, para reflejar la capacidad instalada total proyectada del parque generador para los escenarios A, B, C, D y E analizados, donde dicha capacidad total se presenta desagregada por tipo de tecnología de generación.

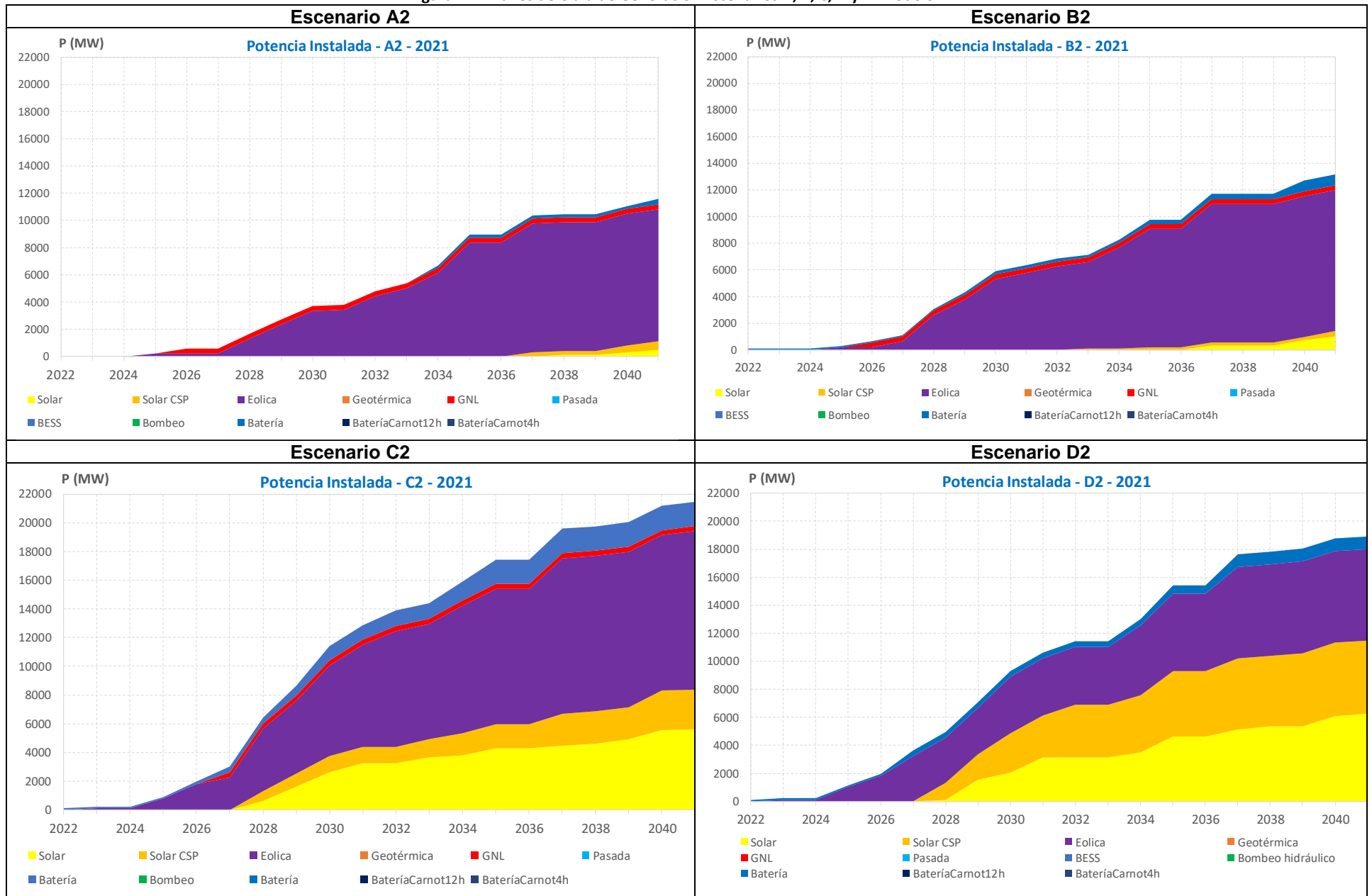
En términos generales, se puede apreciar que estos resultados difieren en alguna medida con los obtenidos con el modelo LT1 presentados en la Figura 2.1. La principal diferencia dice relación con el nivel de desarrollo de la tecnología solar, donde a partir de los resultados de optimización del modelo LT2 se puede observar que en la medida que se incorpora mayor detalle en la resolución de los bloques y mejor modelación de las restricciones operativas del sistema, la tecnología solar se ve más afectada, ya que concentra su generación en horas específicas del día, implicando un uso más intensivo de la red de transmisión, y una participación más alta en los niveles de generación instantáneo del sistema en horas específicas, lo cual limita la generación de estas tecnologías por la necesidad de disponer de reservas e inercia actualmente provistas por unidades convencionales que presentan inflexibilidades (mínimos técnicos y tiempos mínimos de operación).

También se observan diferencias en el desarrollo eólico, siendo en general superior el nivel de instalación eficiente de esta tecnología cuando se considera mayor resolución temporal y restricciones operativas del sistema, debido a que esta tecnología presentaría ventajas respecto a la tecnología solar en términos operativos, por las razones expuestas en el párrafo anterior.

Adicionalmente, se observa en términos generales de los resultados del modelo LT2, un mayor desarrollo de tecnologías de almacenamiento en base a baterías convencionales, reconversión de unidades en base a GNL, y en algunos escenarios una mayor inserción de tecnologías de concentración solar de potencia. Respecto al desarrollo de tecnologías de almacenamiento en base a baterías, estas son principalmente baterías con capacidad de almacenamiento de 4 horas, las que permiten recortar los peaks de generación solar durante el día para abastecimiento en horas de ausencia de generación solar. Por otra parte, el desarrollo de las tecnologías CSP que se materializan corresponden a proyectos con capacidad de almacenamiento de 13 horas, lo que da cuenta de su complementariedad con la generación solar, aportando su energía en horas de ausencia de generación solar. Respecto a la reconversión de unidades a carbón a GNL, se observa que existiendo la posibilidad de su materialización para alguna de las centrales a carbón de la zona norte, dicho desarrollo sería competitivo en escenarios de proyección de precios referenciales de GNL, por sus menores costos relativos de inversión, no obstante, para escenarios de costos altos de este combustible no necesariamente sería eficiente su desarrollo. Un mayor detalle de la comparación de los resultados cuando se incorporan restricciones operativas versus cuando no se incorporan se presentan en la sección 2.3, mientras que la comparación más en detalle sobre el desarrollo de las tecnologías para distintos escenarios se presenta en la sección 2.4.

Finalmente, en las Figura 2.10, Figura 2.12, Figura 2.14, Figura 2.16 y Figura 2.18, se ilustran en forma esquemática los resultados de desarrollo óptimo para el sistema en el año 2040 en un diagrama unilineal simplificado de la red de transmisión reducida, mientras que en las Figura 2.9, Figura 2.11, Figura 2.13, Figura 2.15 y Figura 2.17, se presentan los mismos resultados para el año 2030, para los escenarios A, B, C, D y E respectivamente. Un mayor nivel de detalle respecto a los planes de obra de generación resultantes para los distintos escenarios se presentan en el anexo 5.3, donde aparece el detalle de los planes de generación por año y tipo de tecnología, agregados en las barras de la red reducida.

Figura 2.7: Planes de Obra de Generación Escenarios A, B, C, D y E. Modelo LT2



### Escenario E2

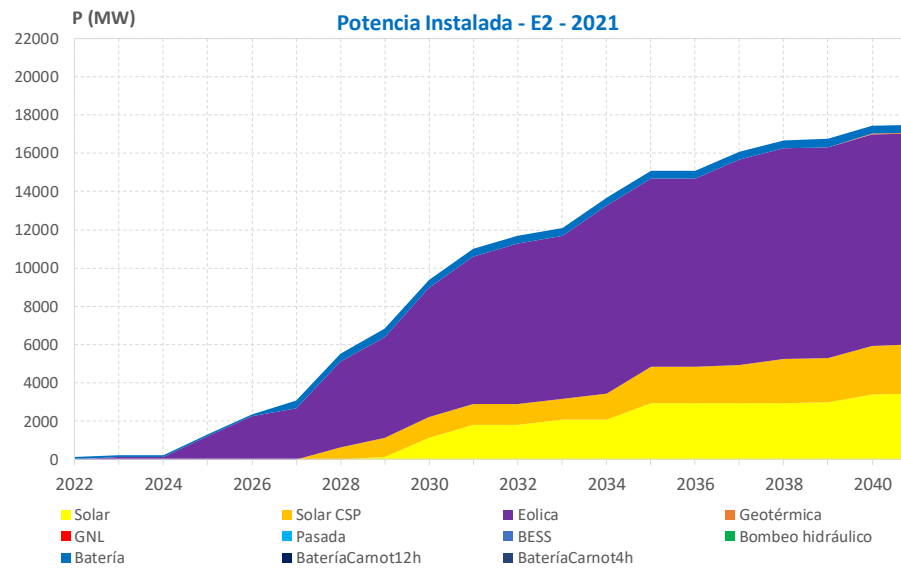
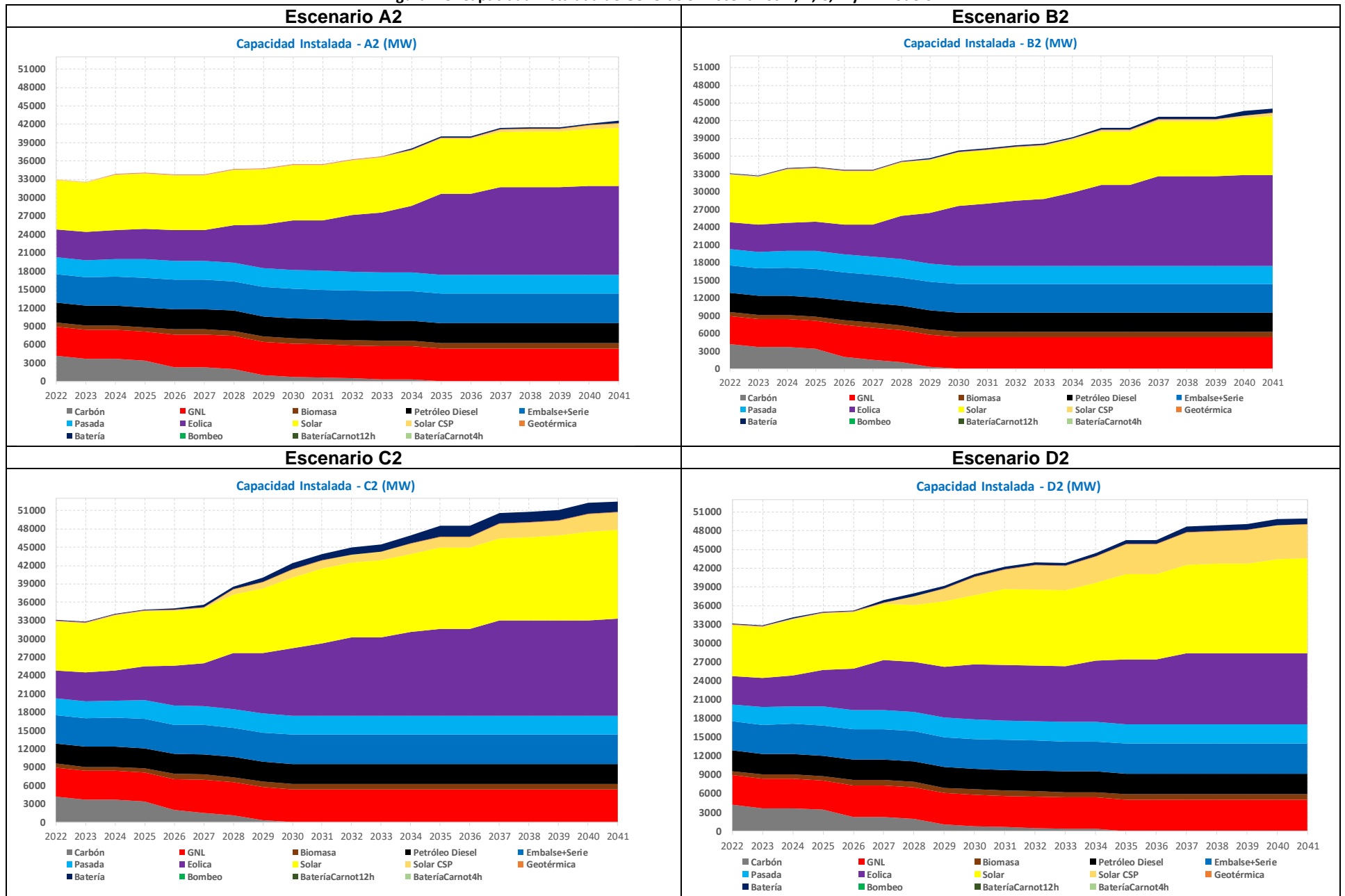
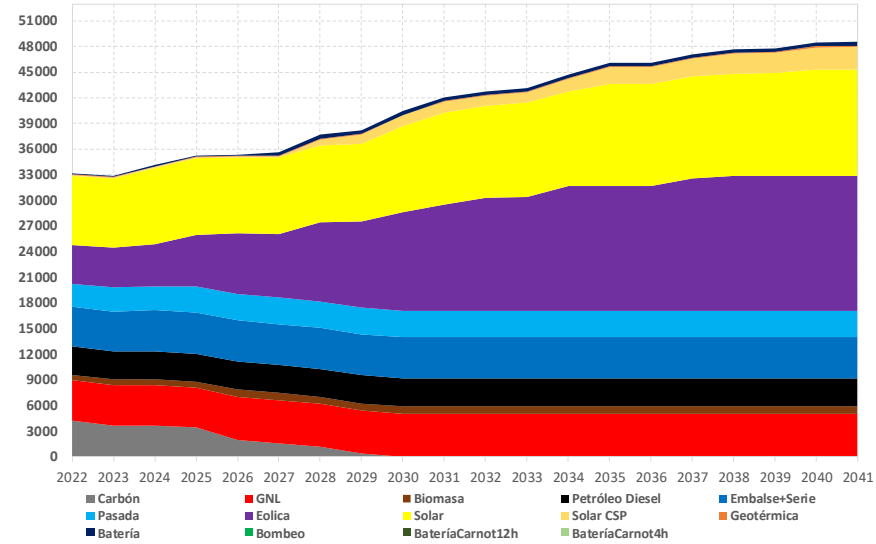


Figura 2.8: Capacidad Instalada de Generación Escenarios A, B, C, D y E. Modelo LT2



### Escenario E2

Capacidad Instalada - E2 (MW)



## Escenario A

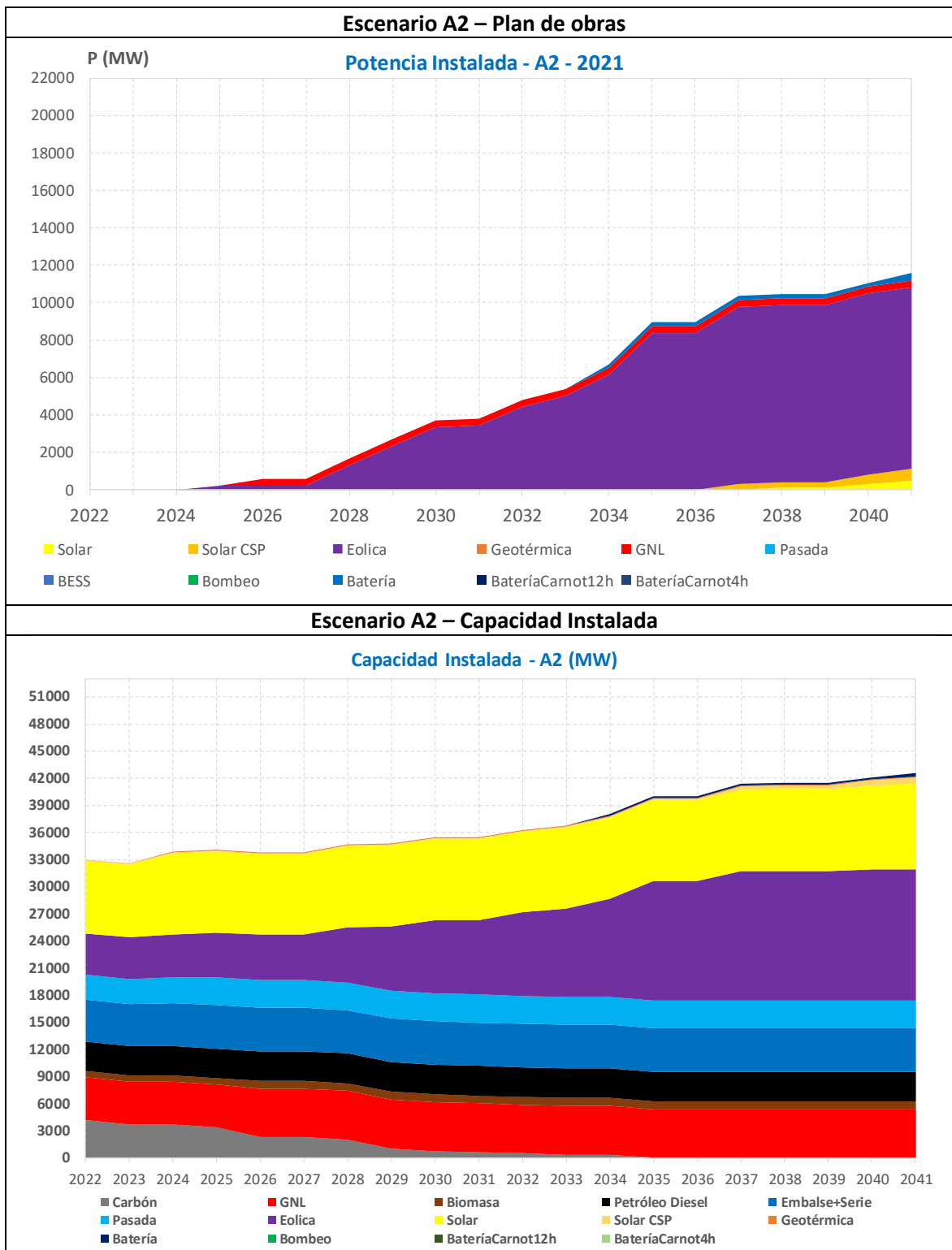


Figura 2.9: Plan de Obras Generación 2030 Escenario A2. Plan de Transmisión Definido Modelo LT1. Red de Transmisión Reducida

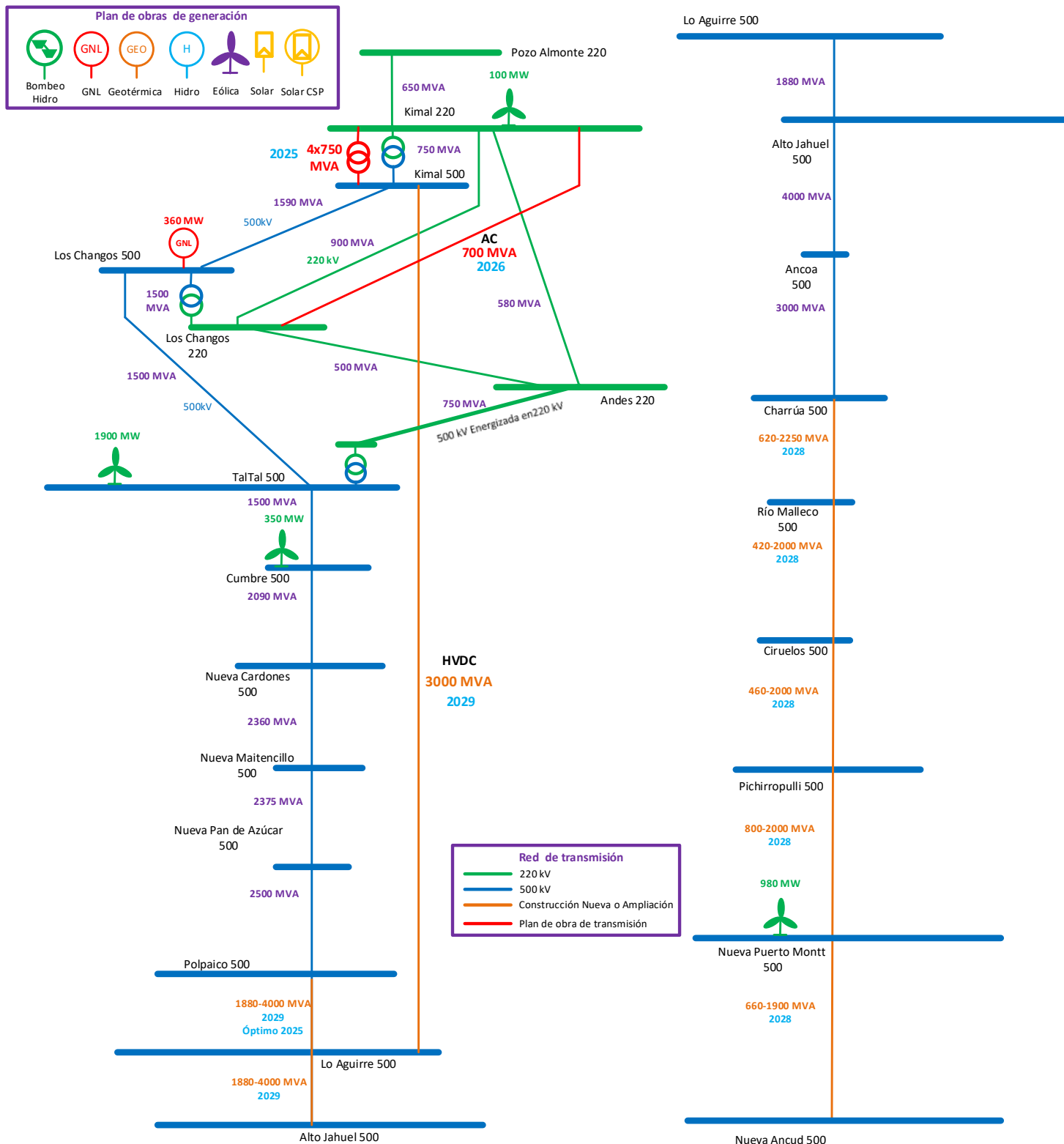
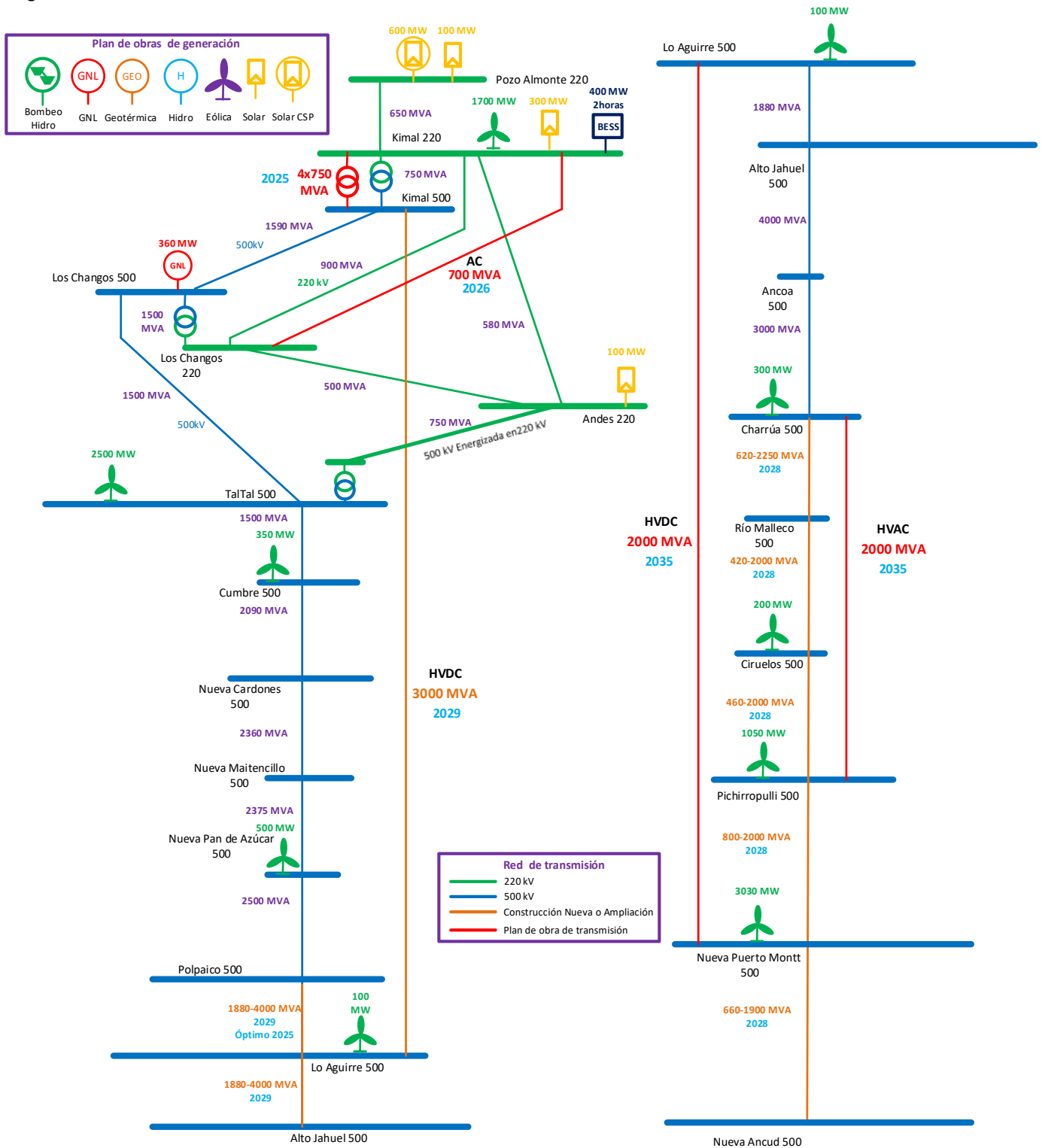




Figura 2.10: Plan de Obras Generación 2040 Escenario A2. Plan de Transmisión Definido Modelo LT1. Red de Transmisión Reducida



## Escenario B

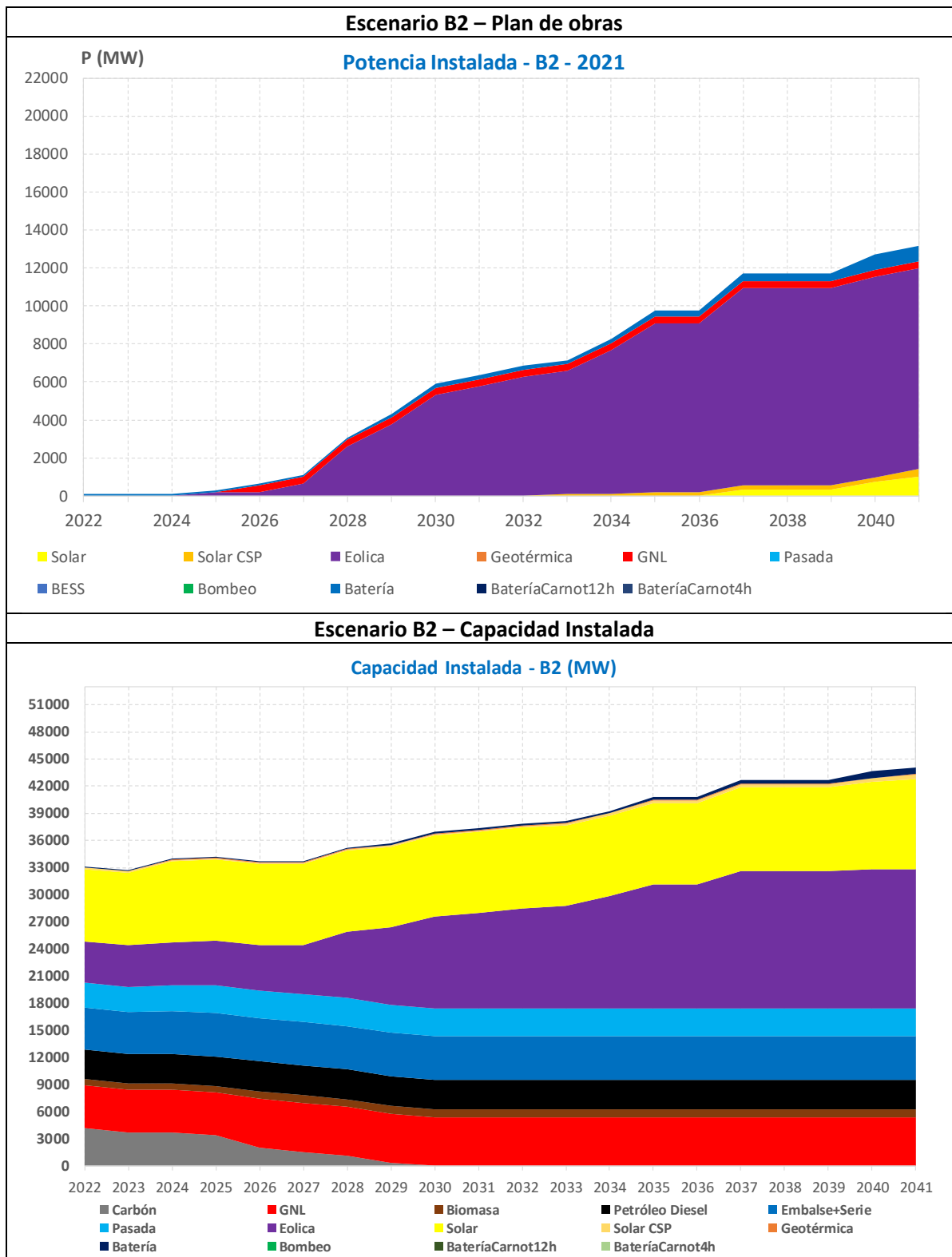


Figura 2.11: Plan de Obras Generación 2030 Escenario B2. Plan de Transmisión Definido Modelo LT1. Red de Transmisión Reducida

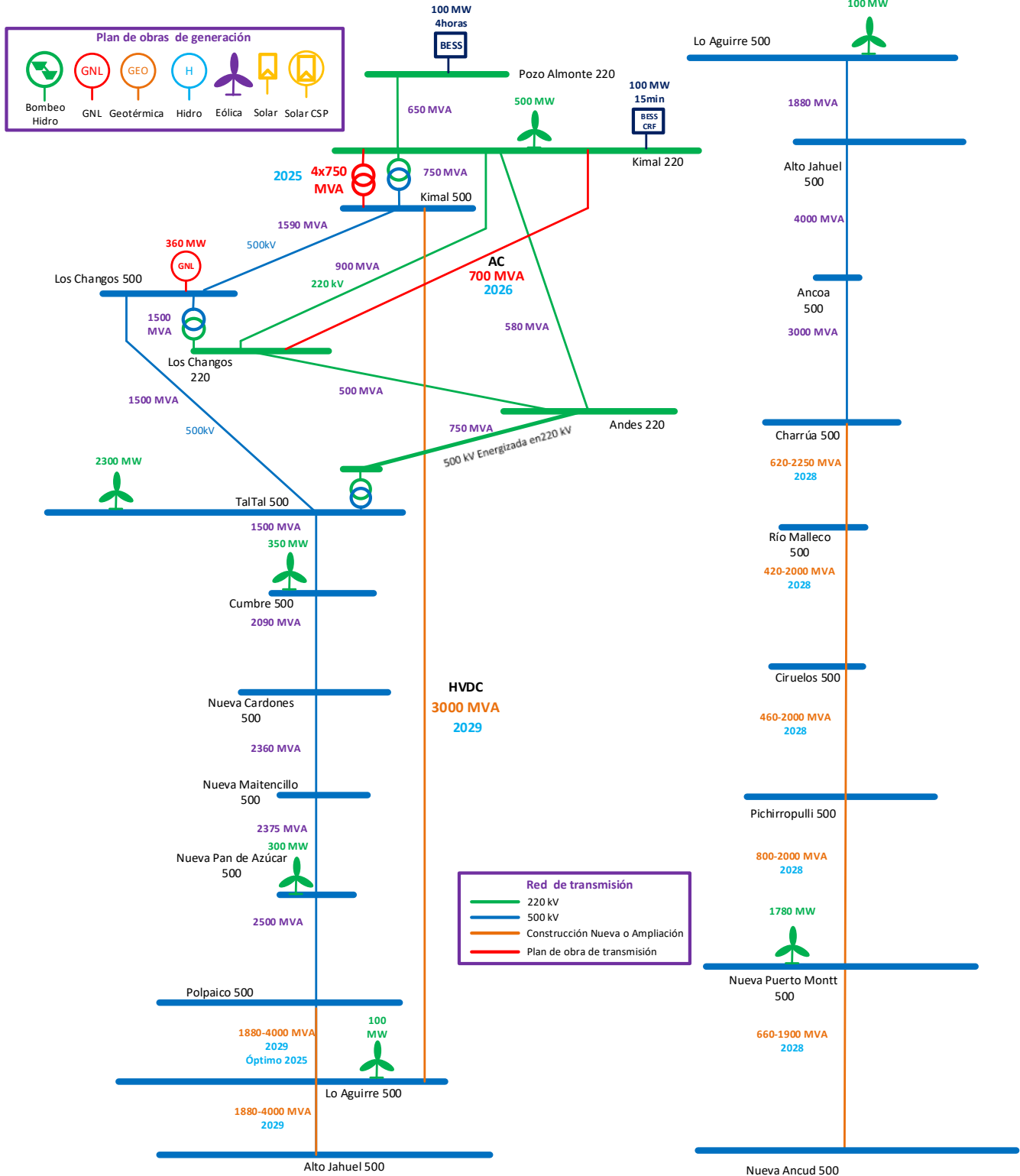
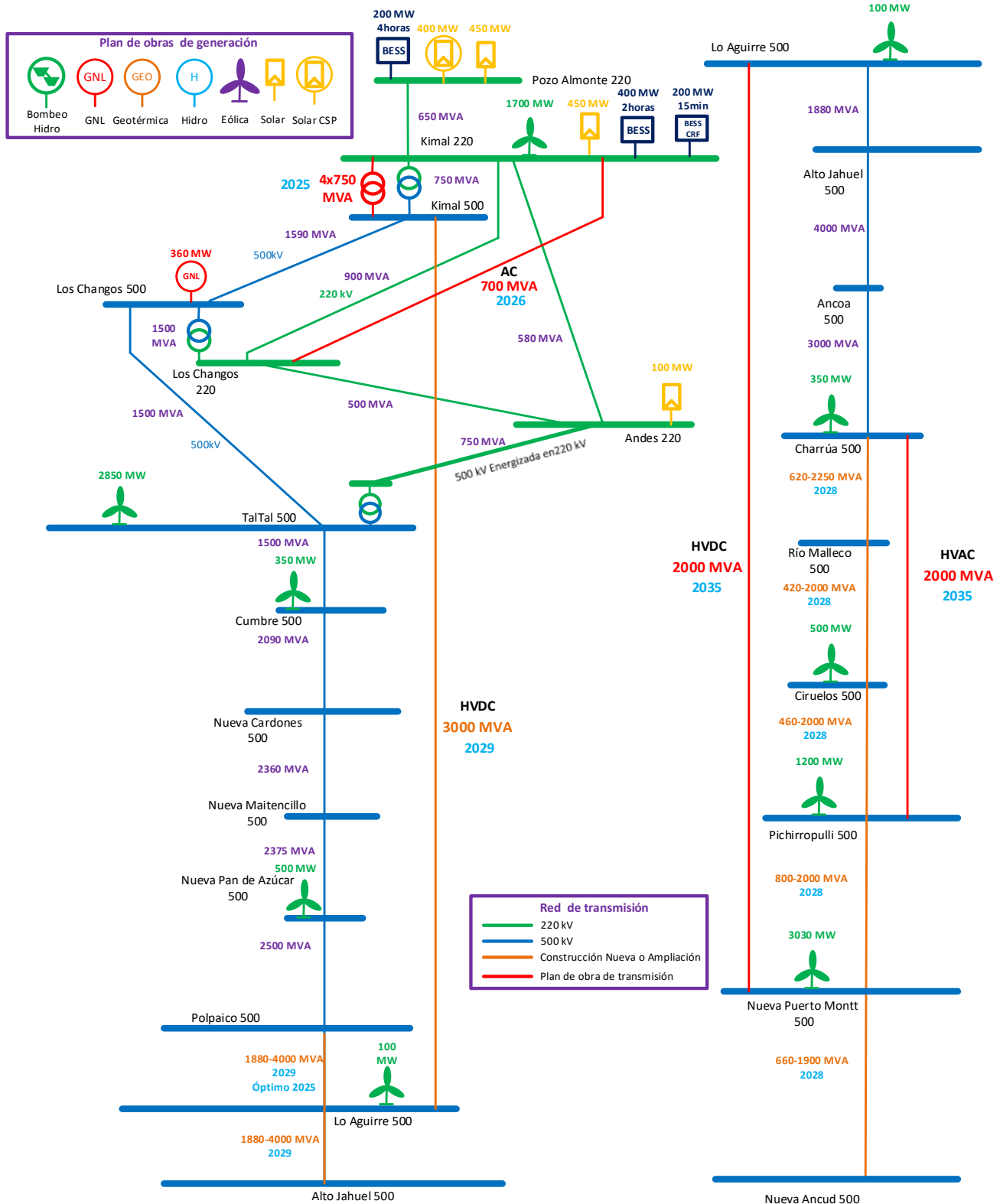


Figura 2.12: Plan de Obras Generación 2040 Escenario B2. Plan de Transmisión Definido Modelo LT1. Red de Transmisión Reducida



## Escenario C

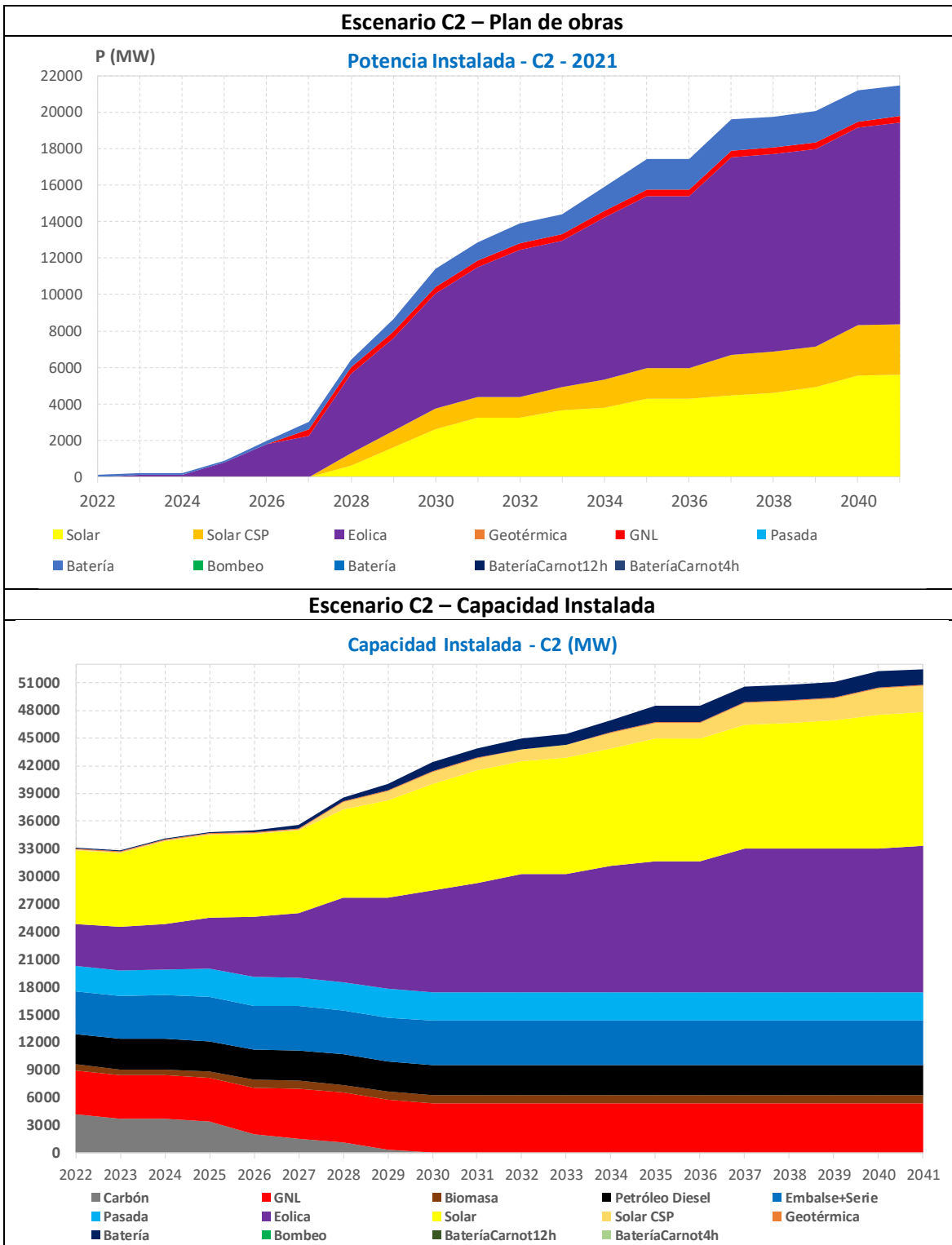


Figura 2.13: Plan de Obras Generación 2030 Escenario C2. Plan de Transmisión Definido Modelo LT1. Red de Transmisión Reducida

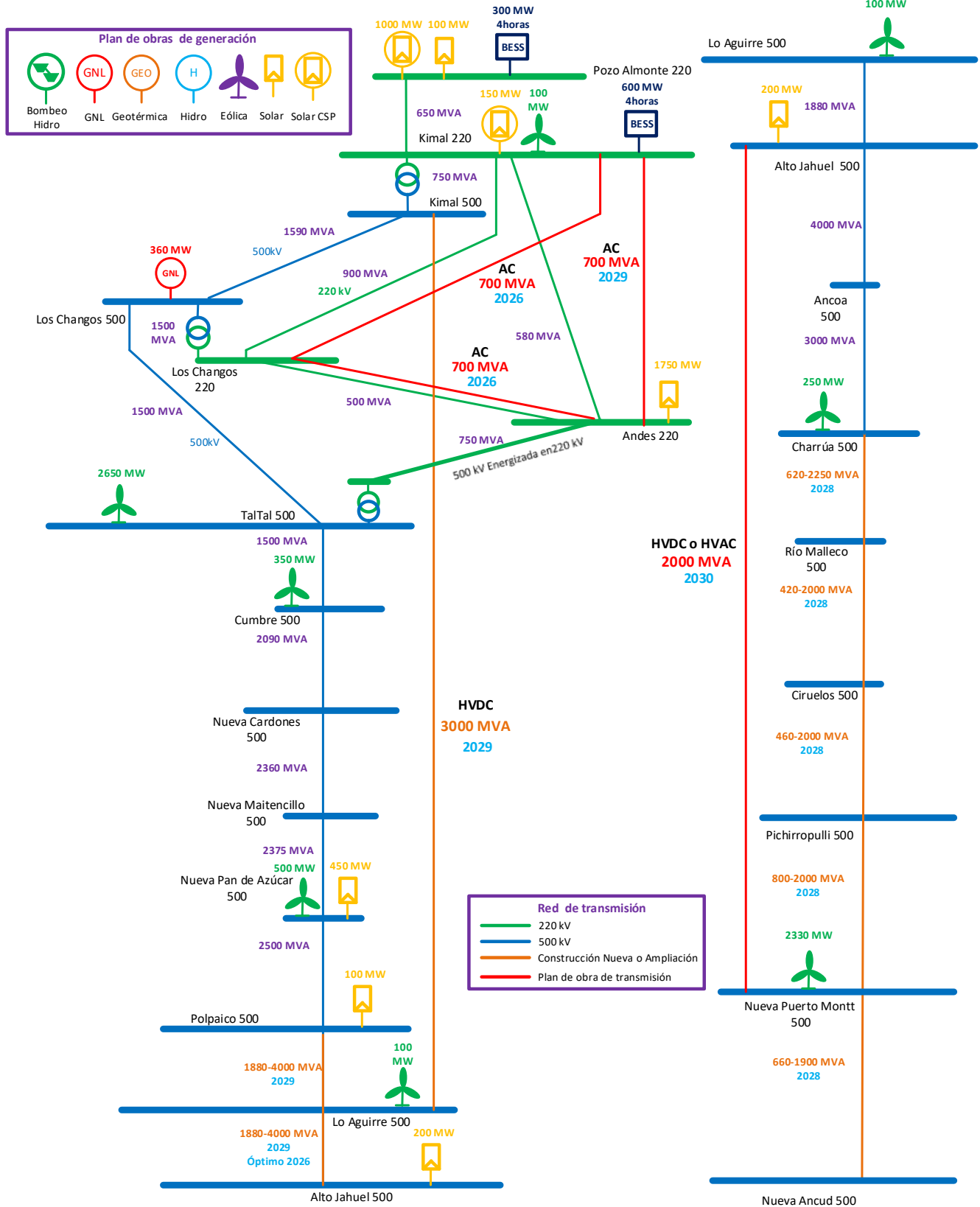
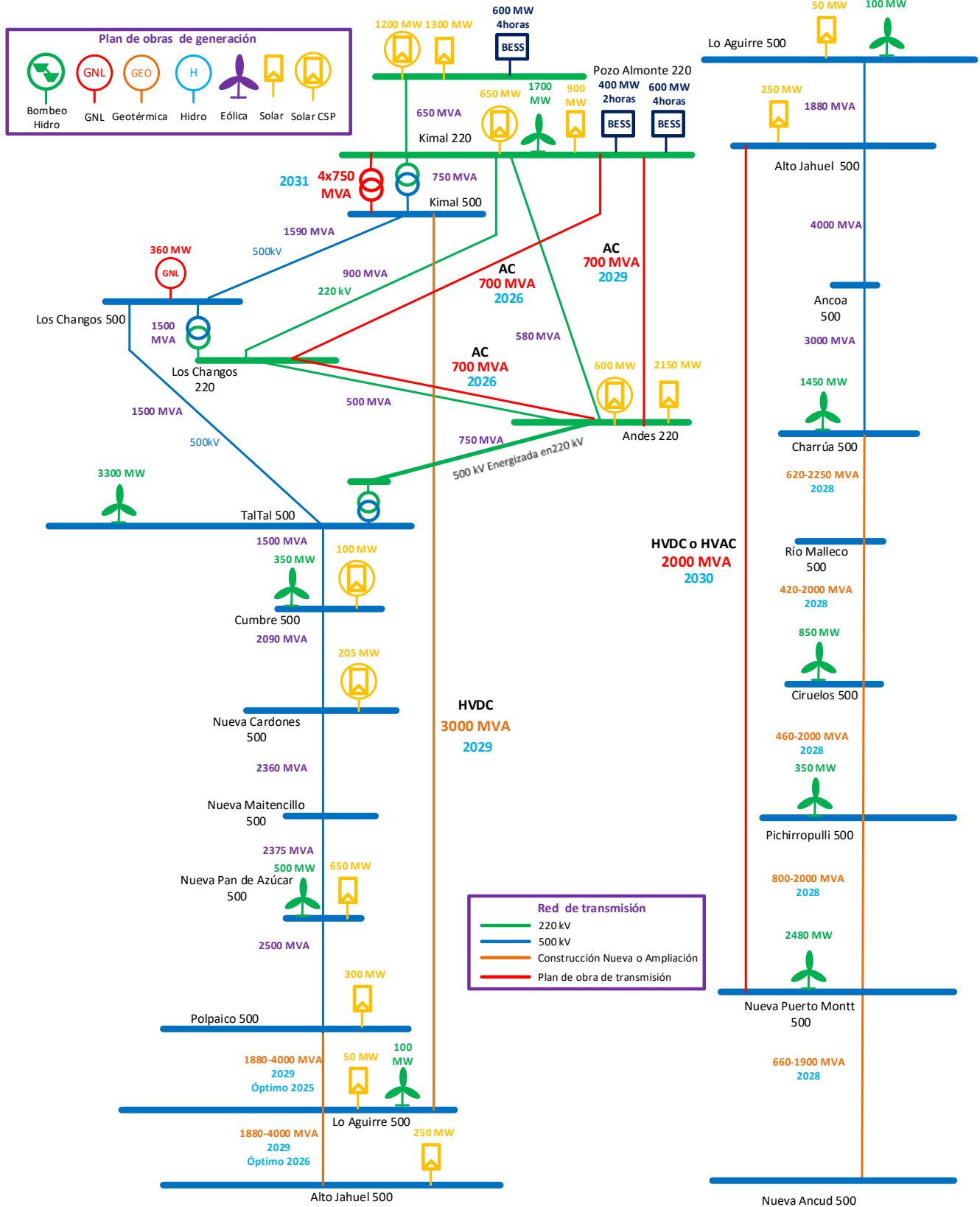


Figura 2.14: Plan de Obras Generación 2040 Escenario C2. Plan de Transmisión Definido Modelo LT1. Red de Transmisión Reducida



## Escenario D

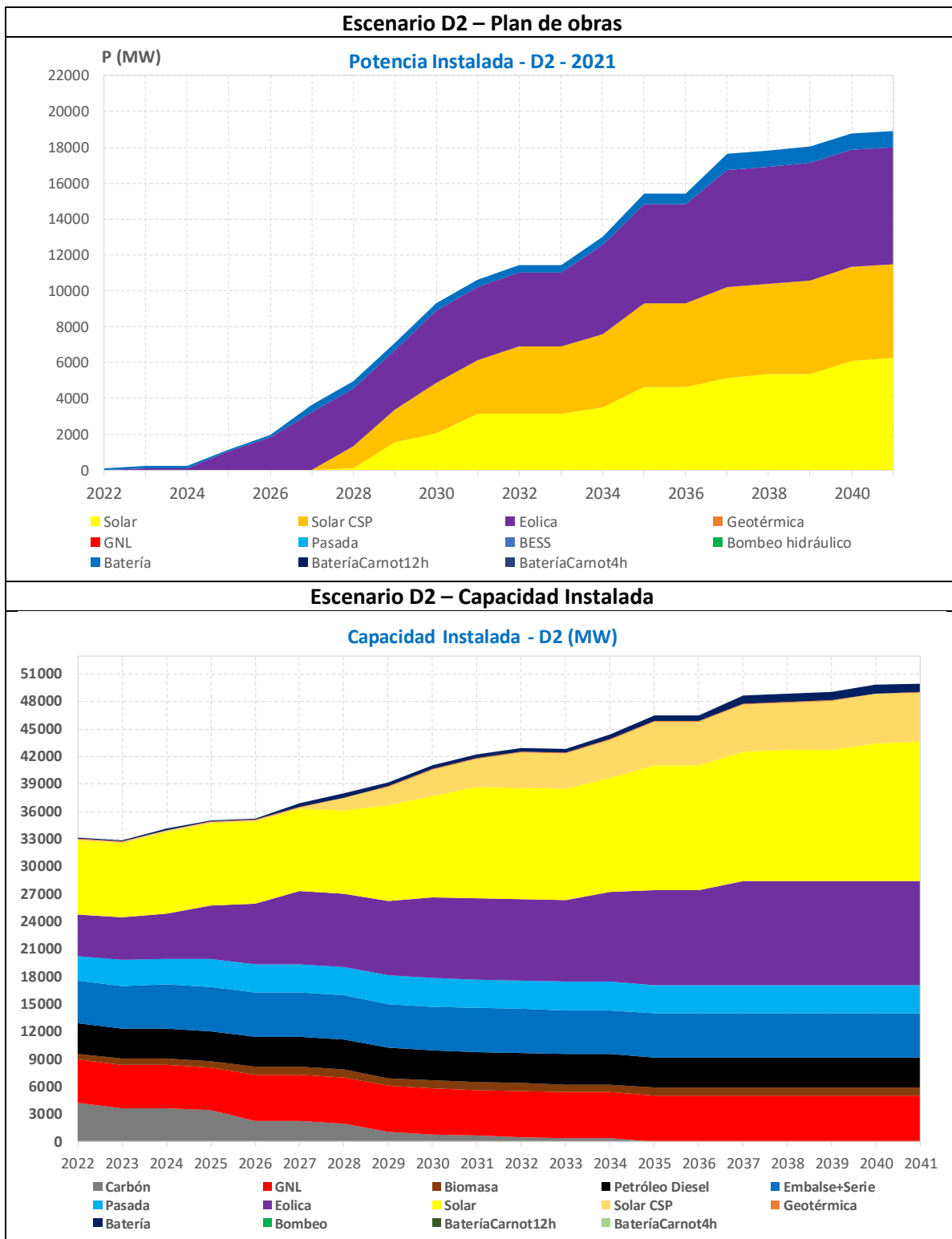
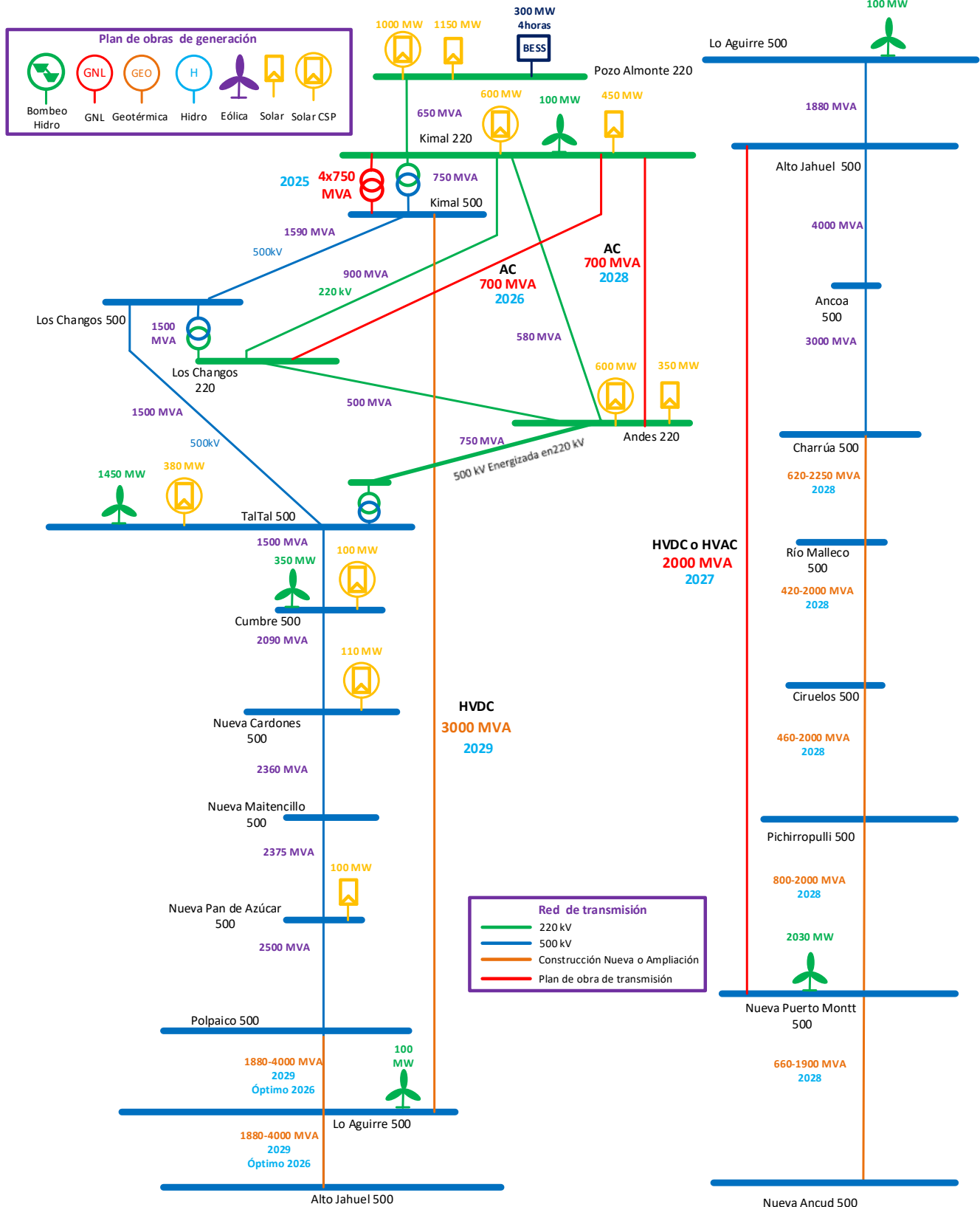




Figura 2.15: Plan de Obras Generación 2030 Escenario D2. Plan de Transmisión Definido Modelo LT1. Red de Transmisión Reducida





## Escenario E

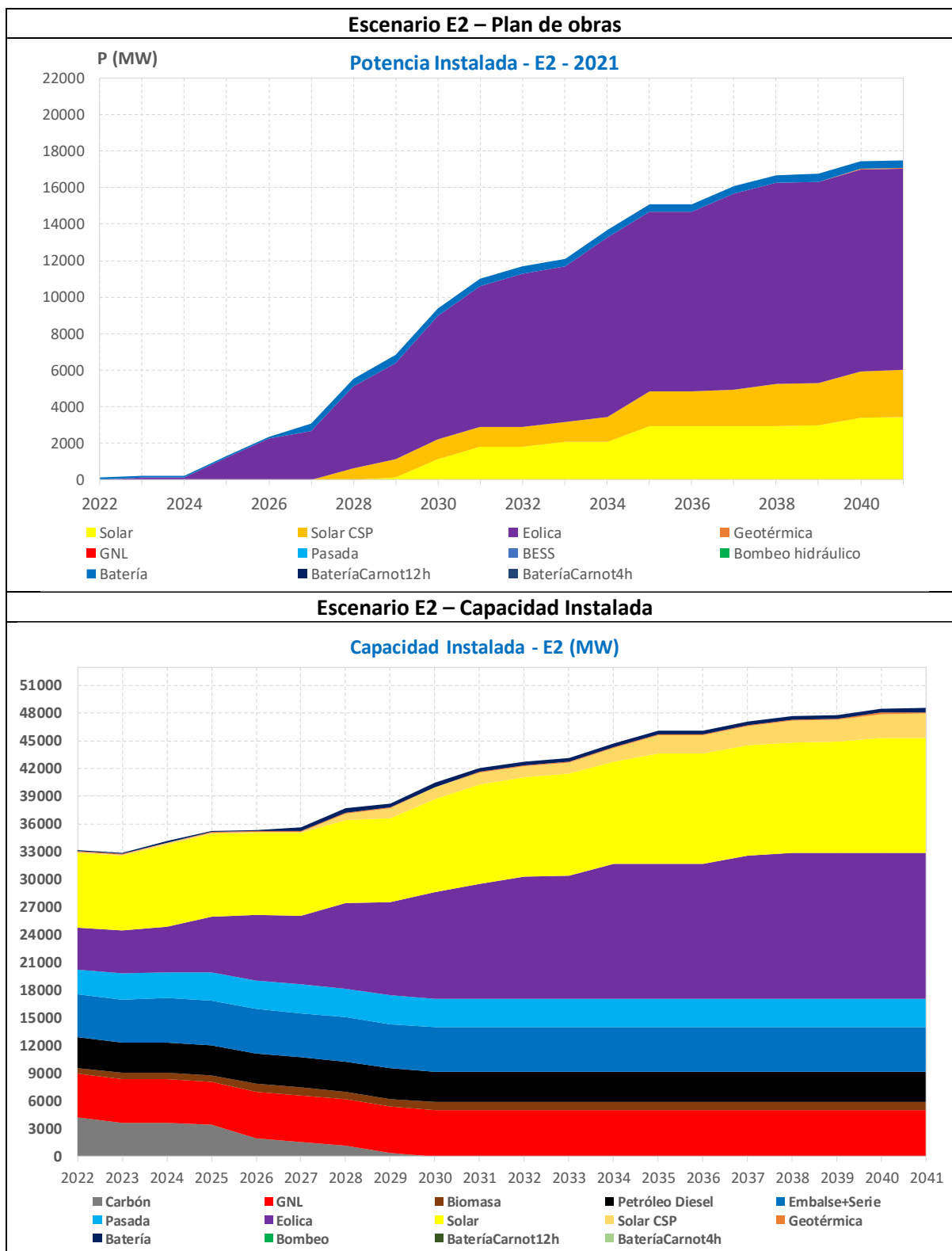


Figura 2.17: Plan de Obras Generación 2030 Escenario E2. Plan de Transmisión Definido Modelo LT1. Red de Transmisión Reducida

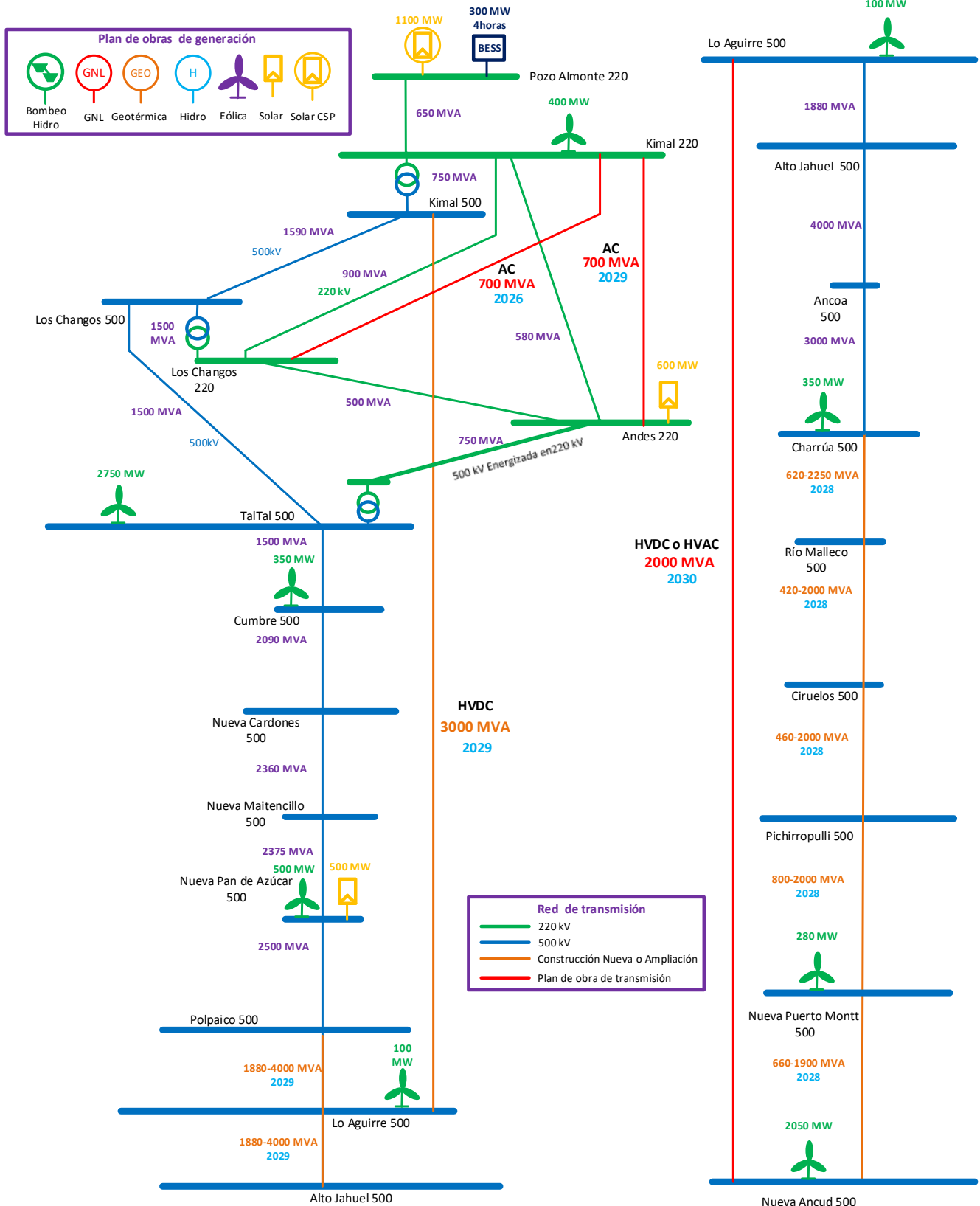
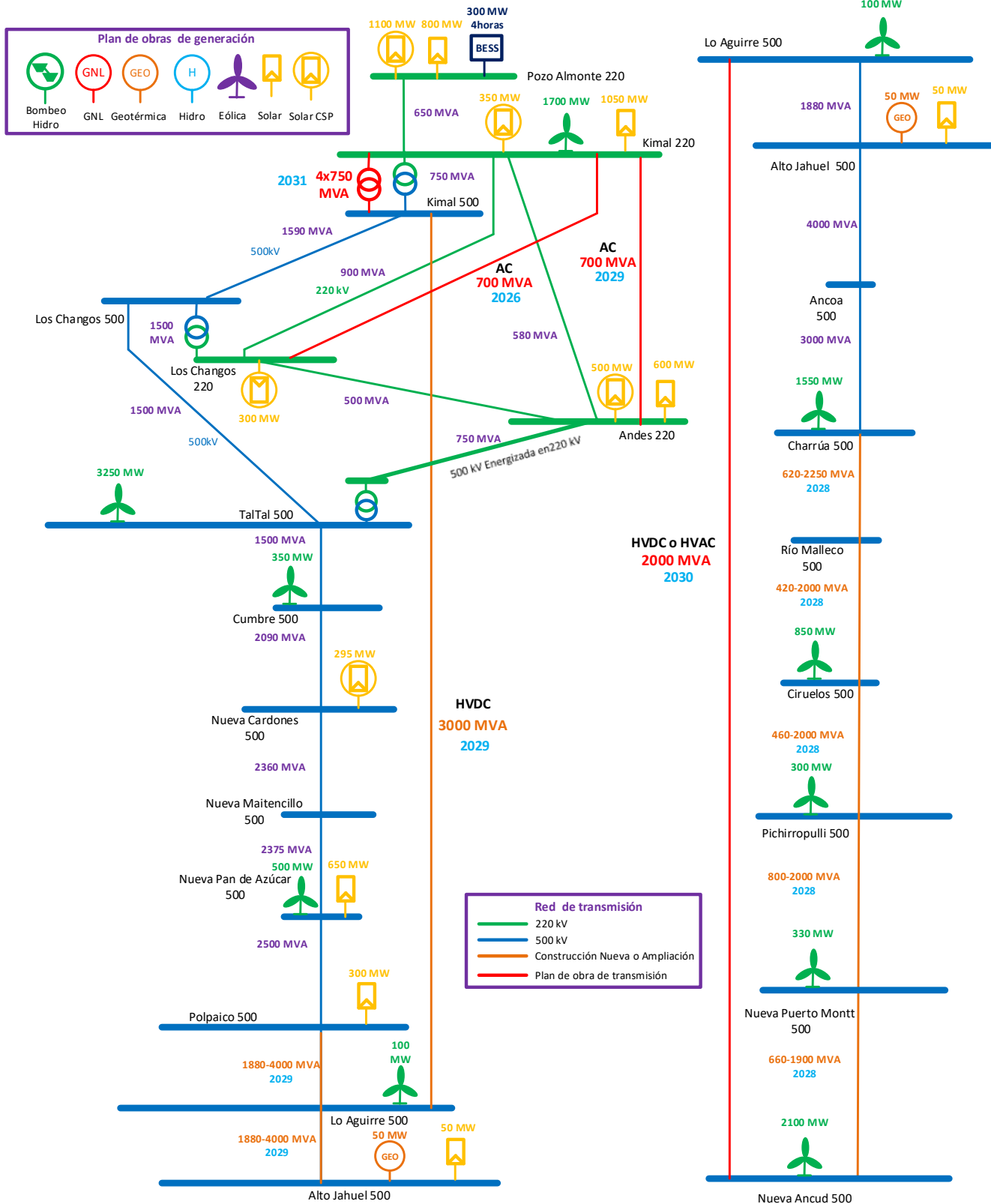


Figura 2.18: Plan de Obras Generación 2040 Escenario E2. Plan de Transmisión Definido Modelo LT1. Red de Transmisión Reducida



### 2.3 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 si se incorporan las exigencias operativas para el sistema al momento de optimizar el plan, se presentan en las Figura 2.19, Figura 2.20, Figura 2.21, Figura 2.22 y Figura 2.23, para los escenarios A, B, C, D y E respectivamente.

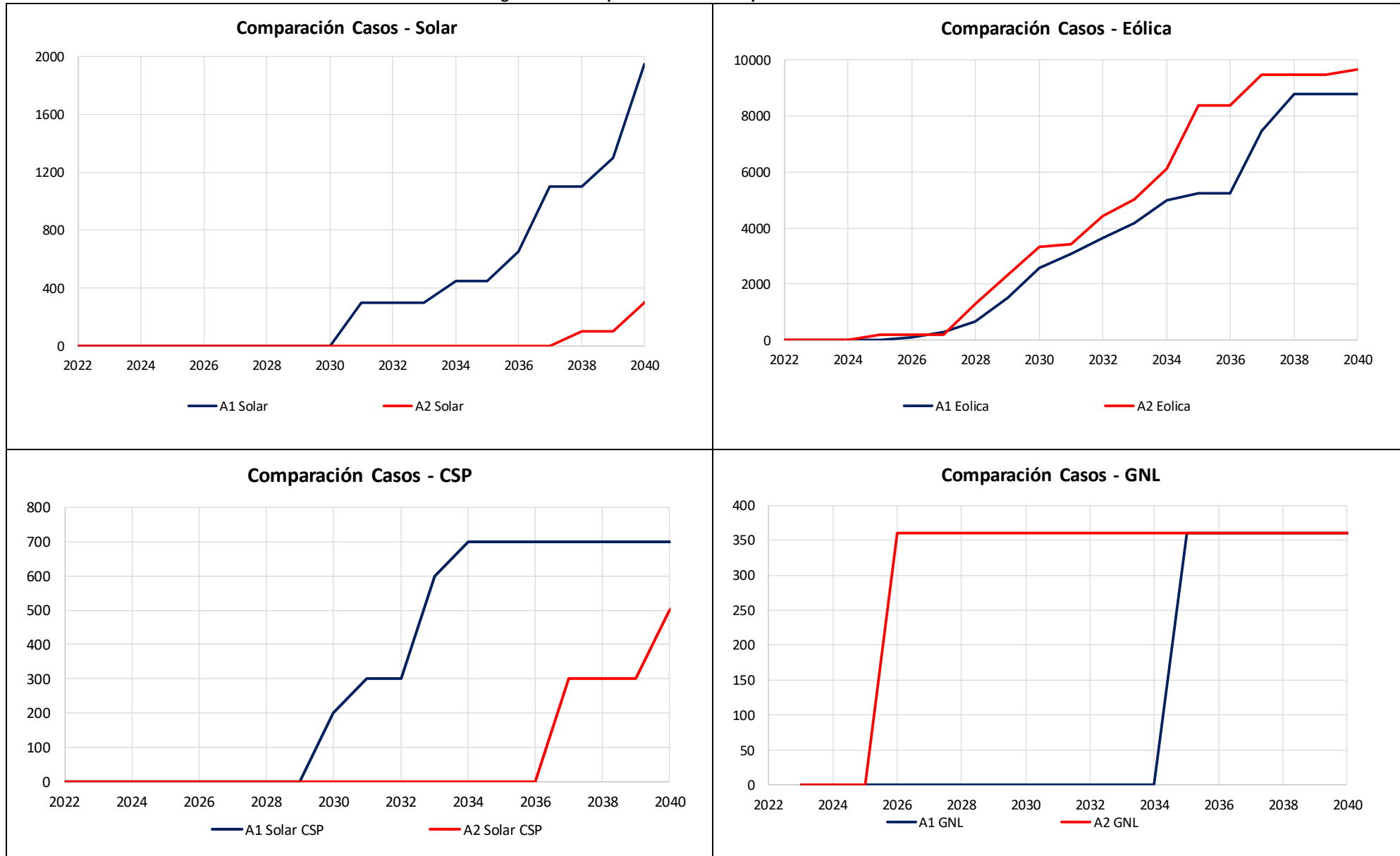
Básicamente, y cómo resultado transversal a todos los escenarios, se puede observar un menor nivel de inserción óptima de energía renovable solar, al momento de incorporar los requerimientos operativos del sistema para su operación segura. De manera opuesta, el desarrollo de tecnologías capaces de proveer potencia base para el sistema se adelanta o intensifica cuando se incorporan los requerimientos de reserva e inercia dinámicos de manera endógena al modelo, salvo en el caso de los escenarios A y B para la tecnología de concentración solar de potencia, donde los proyectos eficientes de esta tecnología consideran una capacidad de almacenamiento de 13 horas, por lo que se materializan como complemento al desarrollo de proyectos de generación solar, y por consiguiente, una disminución en la inserción de ERV solar, repercute en el nivel de inserción eficiente de la tecnología CSP. Lo anterior nos 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, y aumentar la resolución de los bloques cronológicos<sup>2</sup> en las etapas de optimización, 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 a pesar de que el modelo permite identificar desarrollos de sistemas de almacenamiento de corta duración para brindar control rápido de frecuencia, en general en los escenarios se identificó como eficiente el desarrollo de baterías en el rango de las 4 horas, por lo que el desarrollo de este tipo de almacenamientos con mayor capacidad permite no sólo cubrir los requerimientos de control rápido de frecuencia, sino que también permiten realizar gestión temporal de la energía. El desarrollo de este tipo de baterías que puede brindar ambos servicios, CRF y gestión de energía, también responde a los requerimientos futuros del sistema, donde se requiere disponer de una mayor velocidad de respuesta en el control primario de frecuencia, para contrarrestar las futuras disminuciones en los niveles de inercia en el sistema asociadas a la mayor participación de las tecnologías ERV en la generación instantánea del sistema.

---

<sup>2</sup>Bloques cronológicos contruidos para emular la operación diaria.

Figura 2.19: Comparación Planes LT1 y LT2. Escenario A



Comparación Casos - Batería

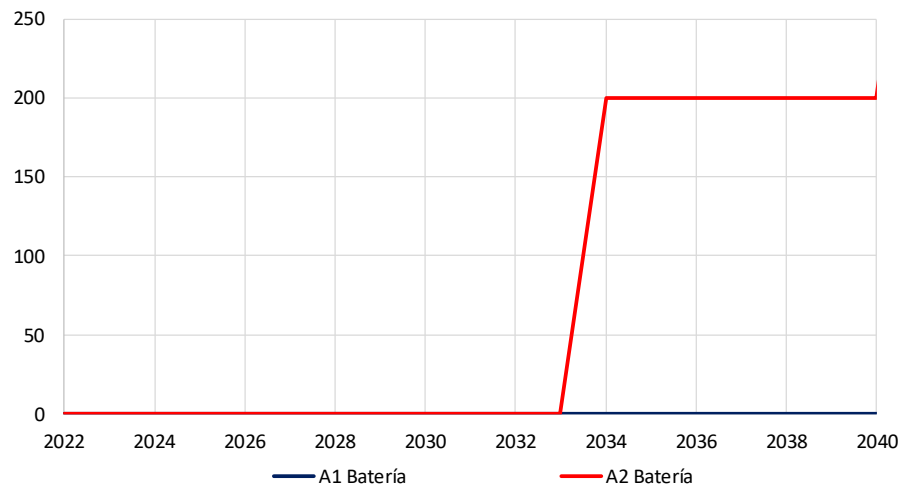
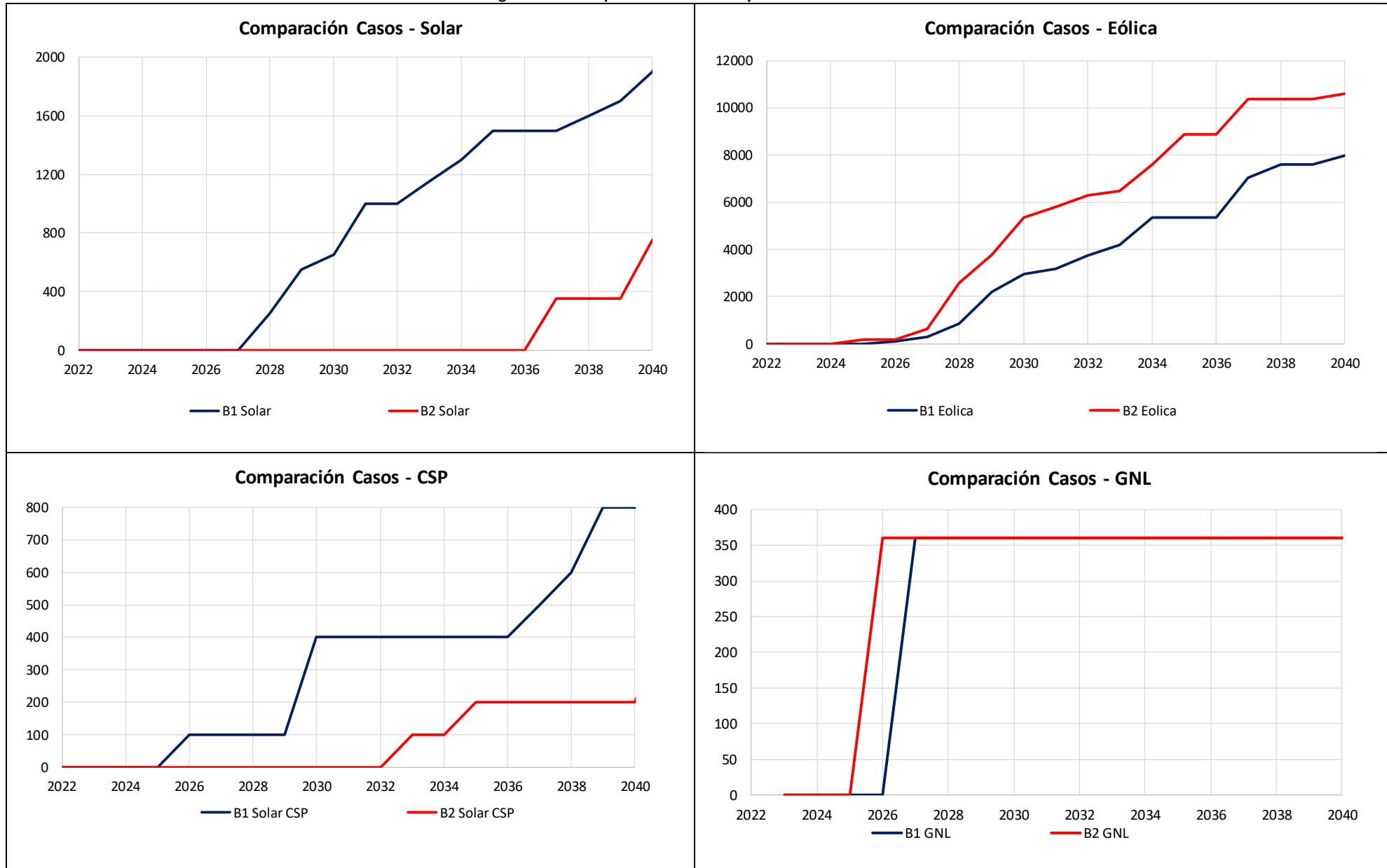




Figura 2.20: Comparación Planes LT1 y LT2. Escenario B



### Comparación Casos - Batería

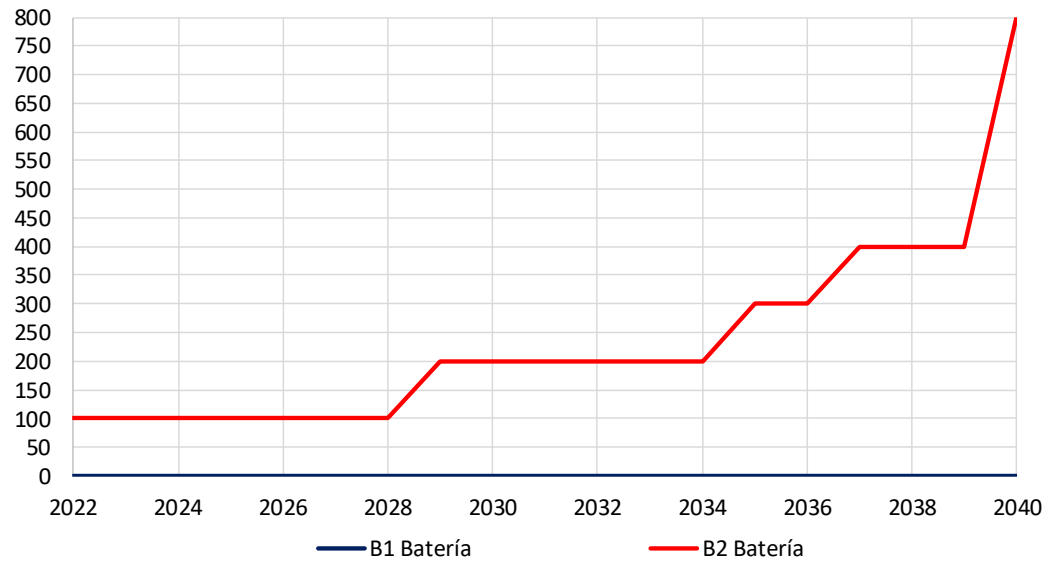


Figura 2.21: Comparación Planes LT1 y LT2. Escenario C



Comparación Casos - Batería

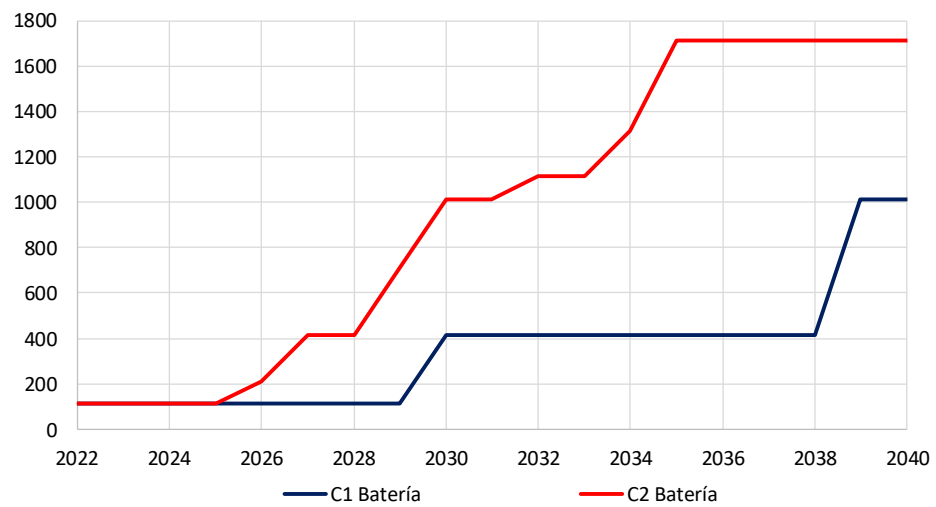


Figura 2.22: Comparación Planes LT1 y LT2. Escenario D

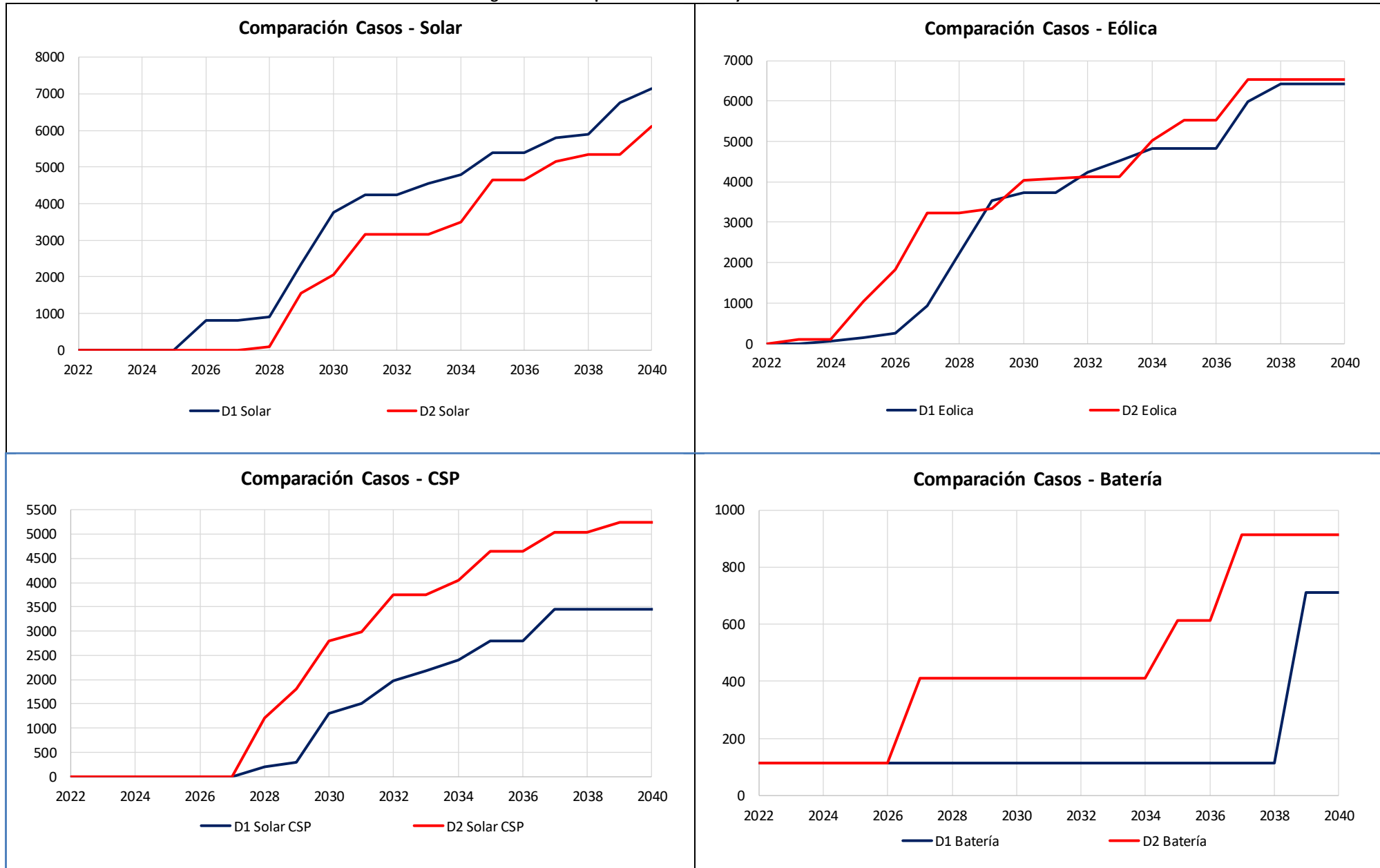
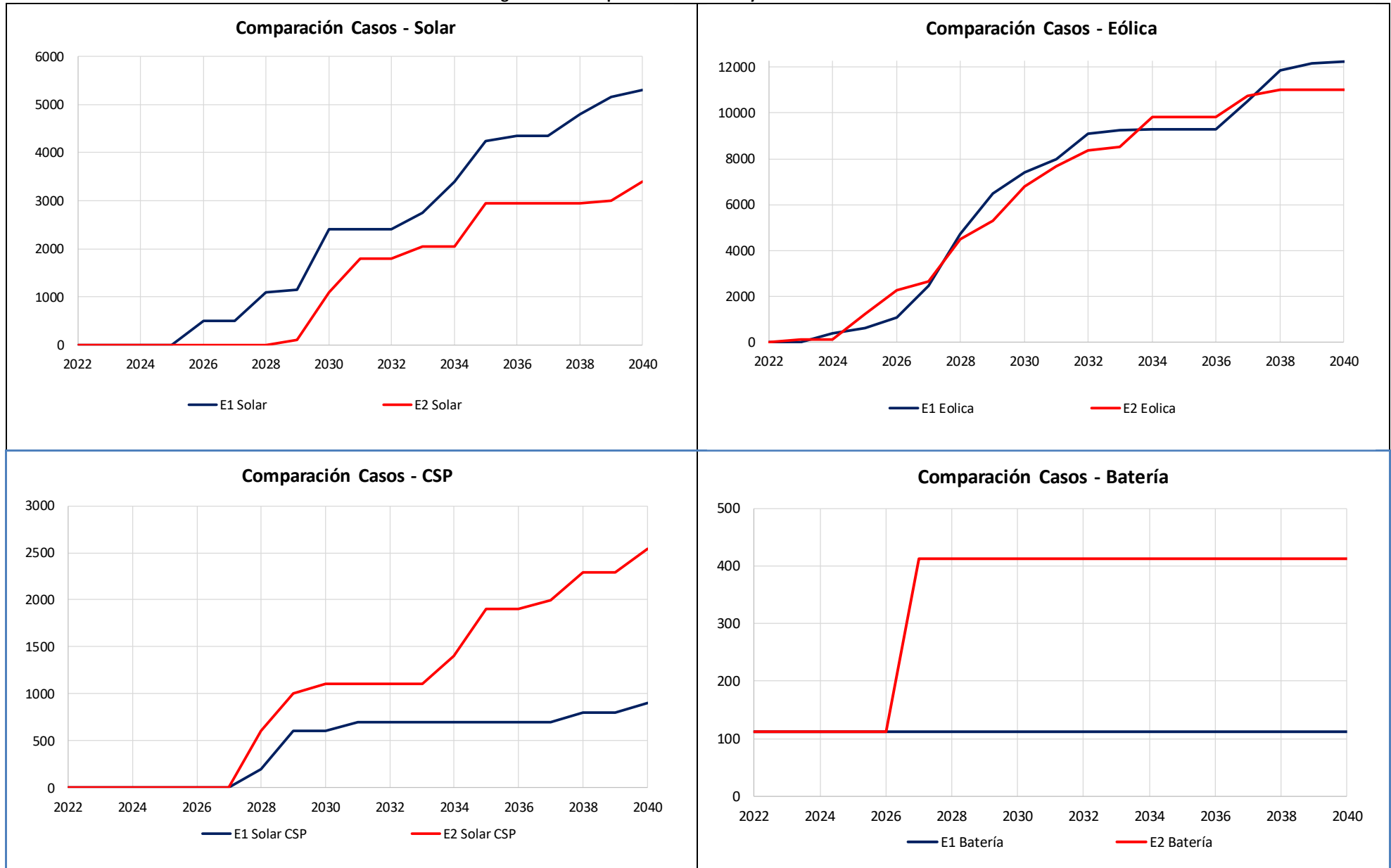


Figura 2.23: Comparación Planes LT1 y LT2. Escenario E



## 2.4 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 2.24.

De estos resultados se debe destacar que en los escenarios con costos referenciales del combustible GNL, y proyección de demanda base, escenarios A y B, no se identifican grandes requerimientos de desarrollo de tecnologías capaces de brindar base para el sistema, a pesar de la materialización de la descarbonización, esto se debe a la capacidad instalada existente de tecnología en base a GNL, centrales de embalse, y centrales de pasada, sin embargo, para hacer factible este tipo de operación en un contexto hidrológico desfavorable (con tendencia hacia hidrolgías secas), se requieren altos niveles de instalación de tecnología de generación eólica, las cuales permiten distribuir su energía a lo largo del día, y disminuir el uso del agua que se puede acumular en los embalses mayores. Por lo demás, la optimalidad del desarrollo eólico se manifiesta a través de diversificación en la localización de este recurso, aprovechando el potencial en la zona de TalTal, en la zona de Chiloé, y en las zonas entre Valdivia y puerto Montt, esto permite obtener una distribución de generación menos variable a lo largo del día debido a la baja correlación de este recurso entre zonas distantes. Finalmente, la factibilidad de estos escenarios se apoya considerablemente en el uso de centrales existentes en base a GNL, y por consiguiente, se requieren mayores flexibilidades para la adquisición o almacenamiento de este recurso ante escenarios con incertidumbre hidrológica.

Por otra parte, en los escenarios C, D donde hay mayores niveles de demanda, y costos bajos para la tecnología solar y baterías, se observa un desarrollo superior de la tecnología solar PV y la tecnología de concentración solar de potencia con capacidades de almacenamiento de 13 horas, debido a la alta complementariedad entre estas tecnologías, siendo mayor la penetración de CSP en el escenario de costos bajos para esta tecnología (Escenario D). Al mismo tiempo, se observa que en dichos escenarios hay una mayor inserción eficiente de sistemas de almacenamiento en base a baterías convencionales de 4 horas, lo que permite gestionar de mejor manera los peak de generación solar en el sistema.

Finalmente, se debe destacar que el desarrollo eólico se identifica como eficiente de manera transversal en los escenarios, debido a los bajos costos de esta tecnología, y que no concentra sus niveles de generación en horas específicas durante el día como si ocurre para el caso de la tecnología solar. Se puede concluir, que dado el aumento en el nivel de instalación solar contemplado para el SEN, asociado a capacidad existente y en construcción, no sería eficiente el desarrollo de mayores niveles de instalación solar sin el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica<sup>3</sup> a gran escala, ya que se alcanzarían los niveles de despacho máximo instantáneo de esta tecnología para los niveles de demanda eléctrica proyectado, por lo que mayores niveles de inserción, requerirían mayor niveles de almacenamiento eléctrico para poder recortar la generación solar fotovoltaica en sus horas de máxima generación. En términos numéricos, el nivel de instalación solar existente más lo que se encuentra en construcción y lo comprometido en licitaciones alcanzarían niveles de instalación cercanos a los 9000 [MW], lo que sumado a la generación de centrales de pasada (1500 MW aproximadamente), las centrales convencionales que deben ser despachadas para dar servicios de inercia y reservas (>2000 MW), y los niveles de generación medio de la tecnología eólica (1500 [MW] app), cuya instalación alcanzaría cerca de 4800 [MW], darían niveles de generación instantáneos cercanos a los 14.000 MW en los meses de mayor generación solar, mientras que la demanda máxima del sistema para el año 2030 en el escenario de demanda

---

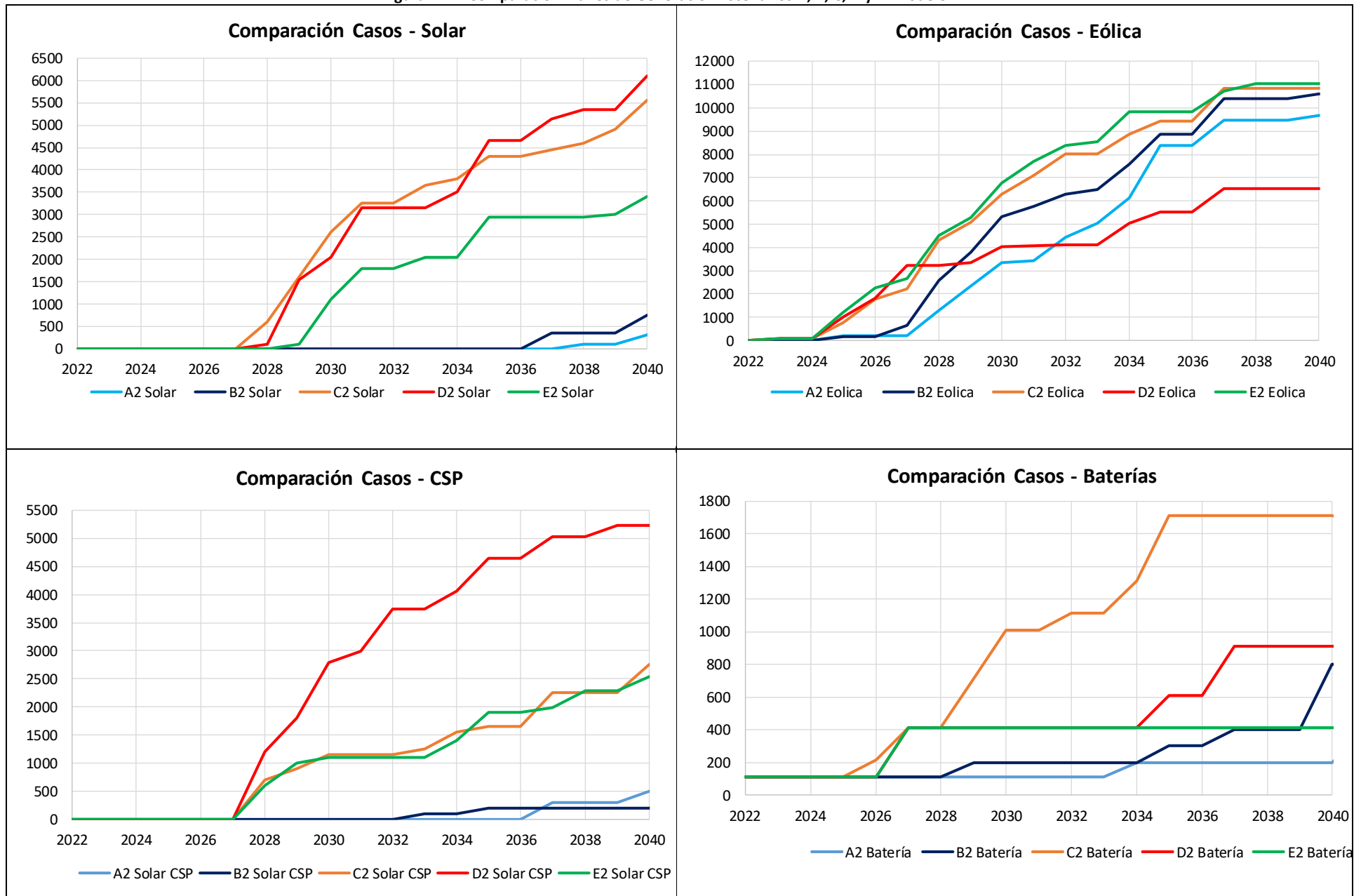
<sup>3</sup> Las centrales de embalse y las concentradoras solares de potencia si bien son centrales capaces de almacenar energía, dicho almacenamiento es sobre su recurso primario de generación, y no permiten gestionar o almacenar energía proveniente de centrales solares fotovoltaicas.

alta es de 14000 MW (aprox 15000 MW de generación con pérdidas), lo que hace poco factible técnica y económicamente mayores niveles de inserción de esta tecnología sin el desarrollo de almacenamiento eléctrico a gran escala, lo que justifica el desarrollo óptimo identificado para los escenarios A y B.

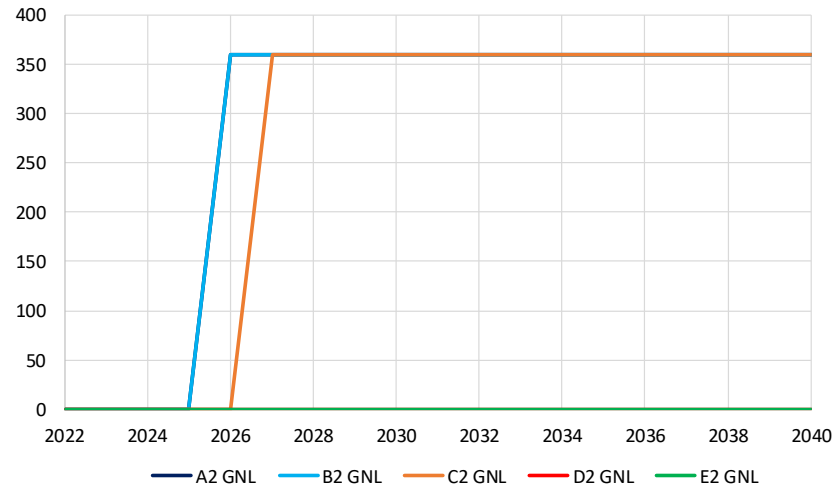
Finalmente, por las razones expuestas anteriormente, el mayor desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica quedaría limitado por debajo de la demanda instantánea máxima del sistema, toda vez que no se logren disminuciones significativas en los costos de tecnologías de almacenamiento eléctrico a gran escala, cómo podrían ser baterías convencionales de mayor duración, y sistemas de almacenamiento en base a bombeo hidráulico, a pesar de que se pudiese disponer de capacidad de transmisión suficiente para su transporte hacia los centros de consumo. Para dichos escenarios, habría una mejor perspectiva de desarrollo de la tecnología eólica que para la tecnología solar, la cual no concentra su generación en horas específicas del día, y al disponer de un perfil de generación más distribuido a lo largo del día, se complementa de mejor manera con sistemas que almacenan su recurso primario como lo son las centrales hidráulicas de embalse.



Figura 2.24: Comparación Planes de Generación Escenarios A, B, C, D y E. Modelo LT2



Comparación Casos - GNL



### **3 RESULTADOS RELEVANTES DE OPERACIÓN**

---

#### **3.1 GENERACIÓN ESPERADA**

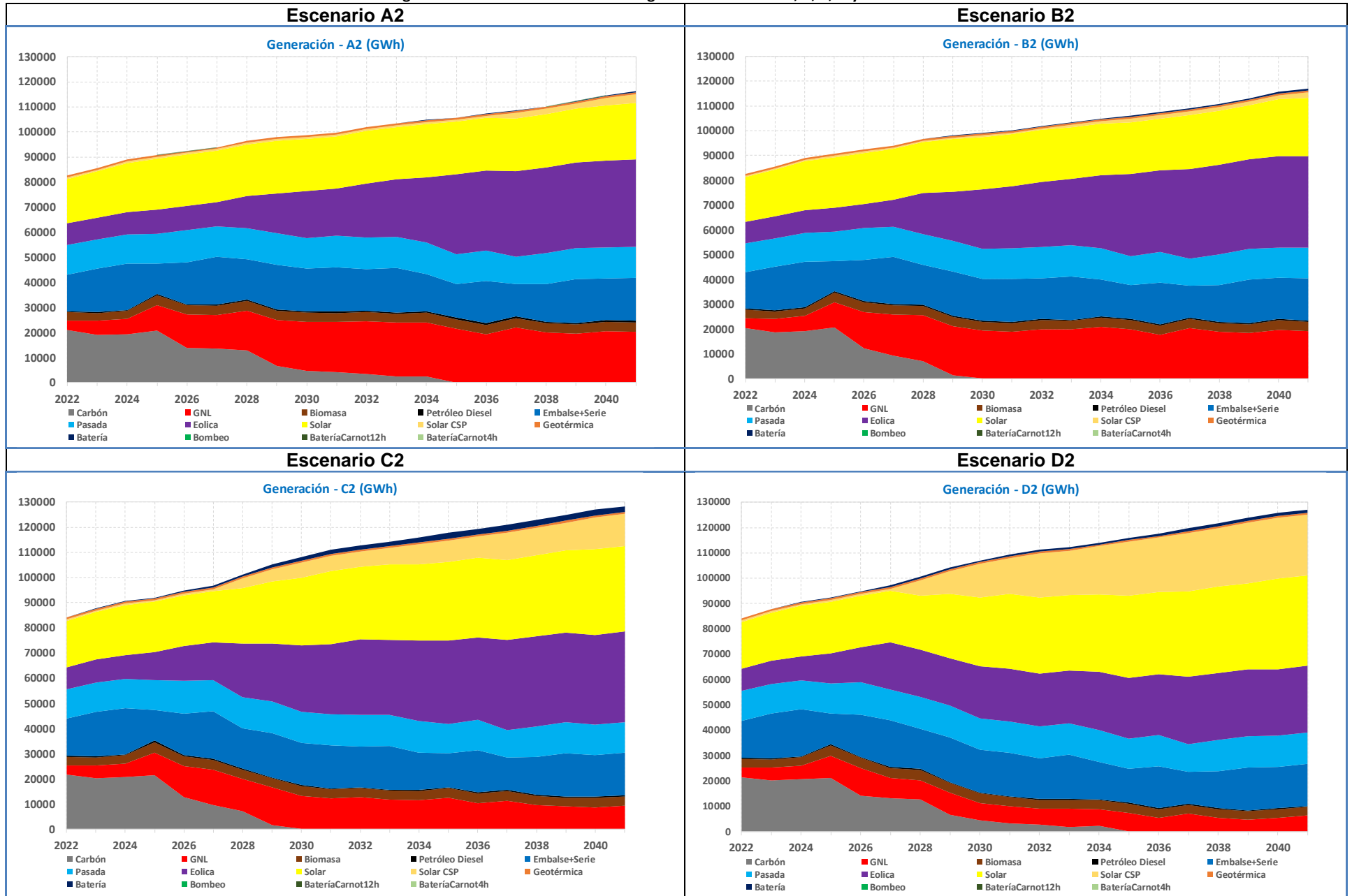
##### **3.1.1 GENERACIÓN ANUAL HIDROLOGÍA SECA**

En la Figura 3.1 se presentan gráficos de la generación anual por tecnología de generación, donde se puede observar el importante rol que desempeñarían las centrales en base a GNL, como tecnologías de generación de transición hacia la carbono neutralidad, que habilitan al sistema para afrontar el retiro de unidades a carbón de manera segura, en escenarios en que los precios de este combustible se mantiene en torno a sus valores medios actuales.

Por otra parte, se puede observar que ante escenarios de aumentos considerables de precio del combustible GNL, la participación de futuras centrales renovables en base a concentración solar de potencia juega un rol fundamental como complemento al desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica.

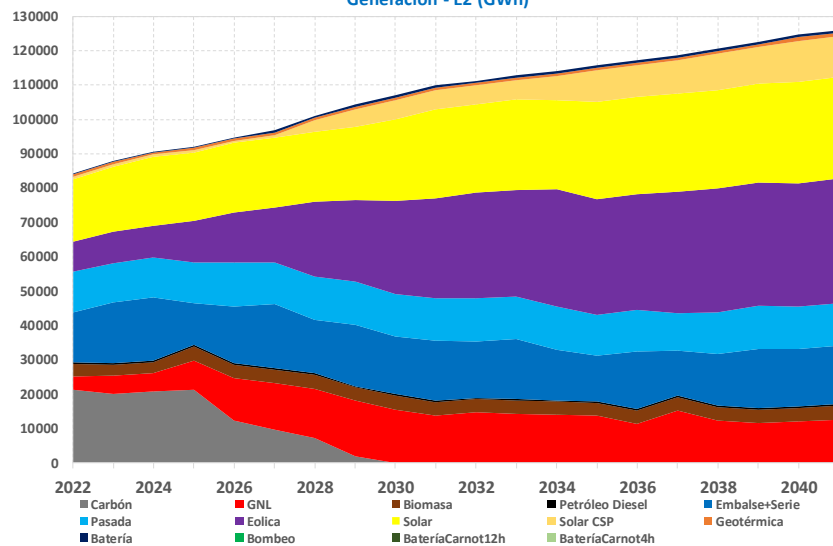
Finalmente, se puede observar que en los escenarios en que las centrales en base a GNL juegan un rol preponderante, los niveles de generación de futuras centrales eólicas se debiese incrementar, para que la generación de este tipo de tecnología en complemento con la generación hidráulica de embalse permitan satisfacer los crecimientos futuros de demanda del sistema.

Figura 3.1: Generación Anual Hidrología Seca Escenarios A, B, C, D y E. Modelo LT2



### Escenario E2

Generación - E2 (GWh)



### 3.1.2 GENERACIÓN HIDROLOGÍA SECA AÑO 2030

En la Figura 3.2 se presenta la generación instantánea total del sistema para el año 2030<sup>4</sup>, desagregado por tipo de tecnología, y presentado para cada bloque de generación cronológica. En estos gráficos cada mes se representa como un escalamiento del perfil de demanda de un día, por lo que los perfiles de generación obtenidos para cada mes a partir de los bloques cronológicos permite emular lo que sería la operación diaria mensual de cada tecnología de generación. Estos resultados de generación se presentan para los escenarios A, B, C, D y E para el año 2030.

A partir de los gráficos de la Figura 3.2 se puede observar que en las horas de máxima generación solar, la participación de la tecnología solar en la generación instantánea alcanza valores entre un 65 y un 70% de la generación total del sistema dependiendo del escenario, mientras que para el total de generación de ERV solar y eólica se alcanzarían niveles de participación de entre un 75 y un 80% dependiendo del escenario. Mayores niveles de generación instantánea no son alcanzables bajo las condiciones actuales de provisión de servicios de reserva e inercia, donde estos servicios son entregados actualmente por centrales convencionales que presentan inflexibilidades tales como sus mínimos técnicos de generación. Por consiguiente, la generación de centrales de pasada, sumado a los niveles mínimos de generación de embalses y centrables en base a GNL, no permiten mayores despachos instantáneos de ERV, toda vez que estas dos últimas permiten el despacho seguro de las tecnologías ERV proveyendo los servicios de reserva e inercia sistémica, pero para poder brindar estos servicios deben estar despachadas a mínimo técnico, o sobre su mínimo si a su vez entregan servicios de reserva de bajada.

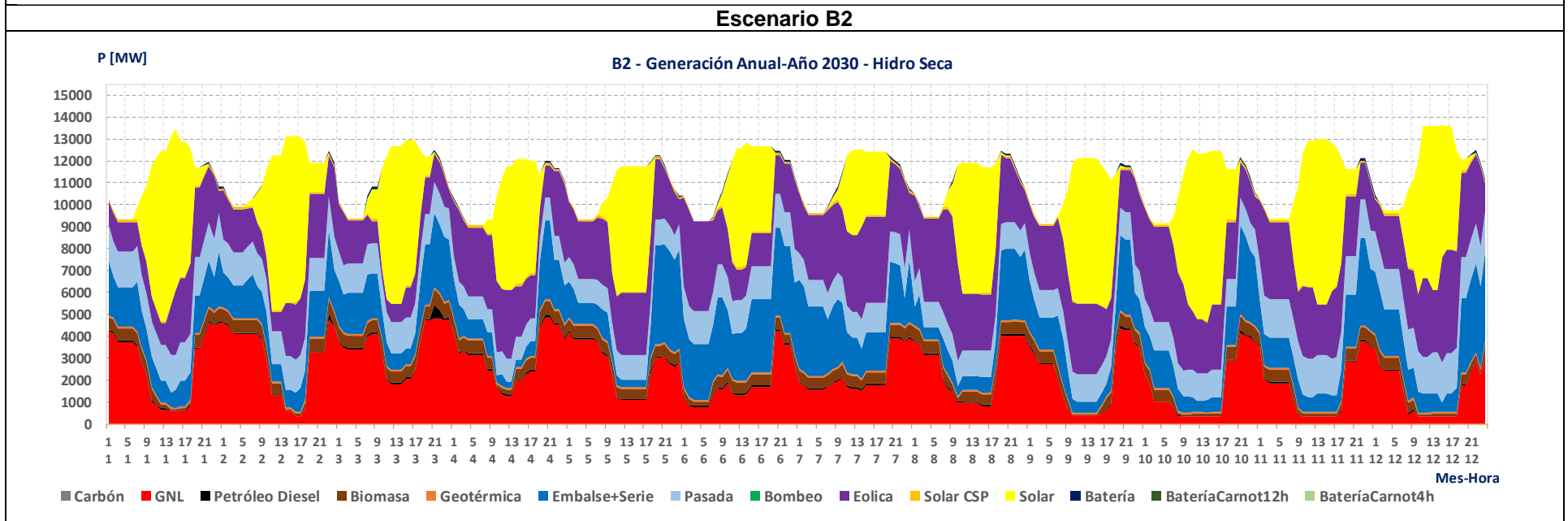
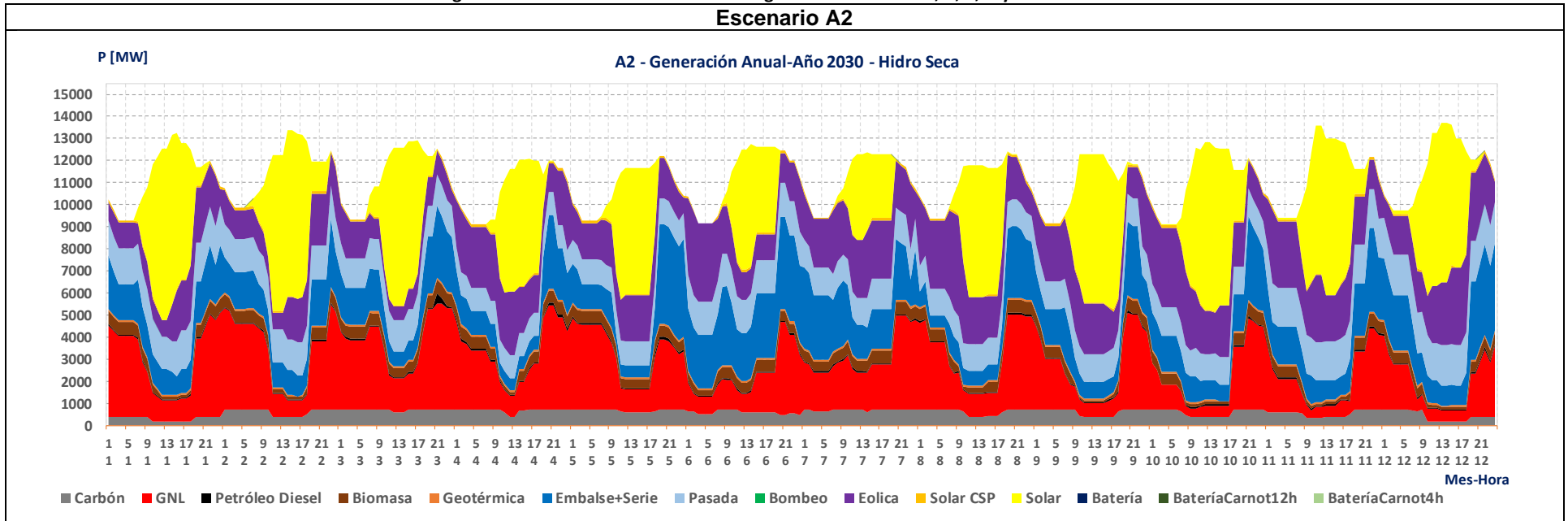
Se puede observar además, que la tecnología CSP eficiente, que considera niveles de almacenamiento cercanos a las 13 horas, presenta un esquema de operación donde su colocación de energía es en las horas de ausencia de generación solar, lo que ratifica la complementariedad de esta tecnología con el desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica. Lo mismo ocurre con la colocación de la generación de las baterías con almacenamiento de 4 horas.

Finalmente, se puede observar que dados los niveles de generación en base a GNL en horas de máxima inserción solar, la operación eficiente de este tipo de tecnologías debería considerar el ciclaje diario encendido-apagado de algunas unidades, mientras que otras presentarían un ciclaje entre máxima generación y mínimo técnico, entre las horas de ausencia solar y horas de disponibilidad solar. Lo anterior ilustra la importancia de estudiar técnicamente los reales impactos en reducción de vida útil de las turbinas de centrales que operarían bajo dicho régimen, con el fin de valorizar el costo de operar bajo dicho régimen, y en caso que sea eficiente económicamente la operación bajo dicho régimen, versus otras alternativas que pudiesen brindar dicha flexibilidad, generar los incentivos adecuados que eviten futuras limitaciones operacionales que podrían presentar los propietarios de las instalaciones.

---

<sup>4</sup> Se escogió el año 2030 para la presentación de estos resultados, por tratarse de un año en la mitad del horizonte de planificación, y porque para dicho año se levantan restricciones de transmisión de la red principal del SEN, con la entrada del sistema HVDC Kimal-Lo Aguirre al año 2029, y la nueva línea de 500 kV Entre Ríos – Pichirropulli al año 2028.

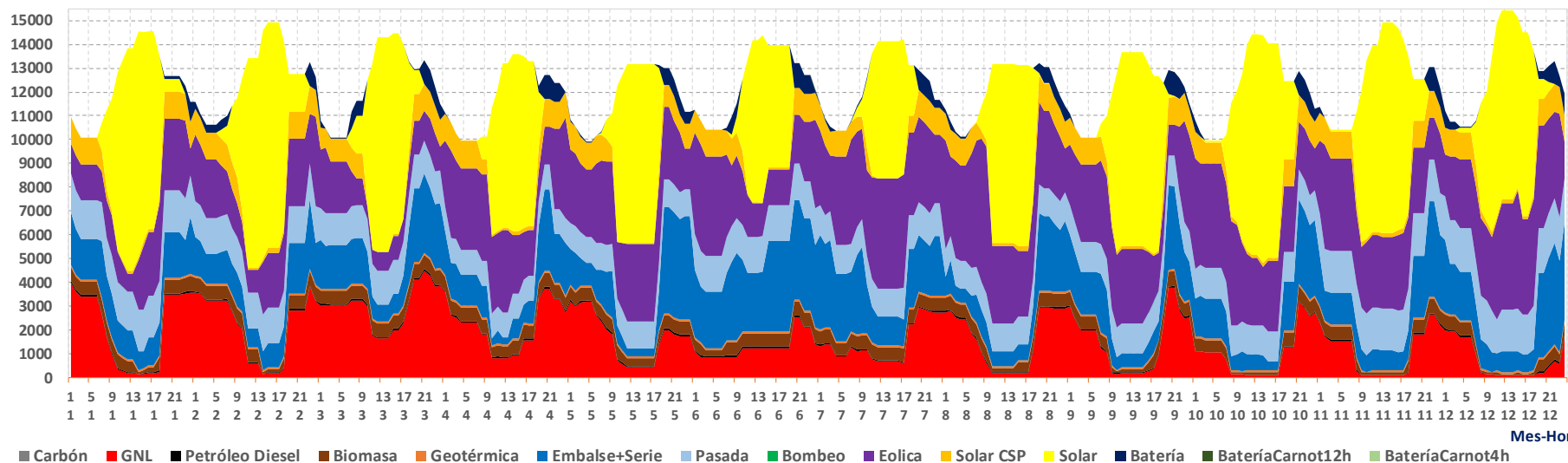
Figura 3.2: Generación año 2030 Hidrología Seca Escenarios A, B, C, D y E. Modelo LT2  
**Escenario A2**



### Escenario C2

P [MW]

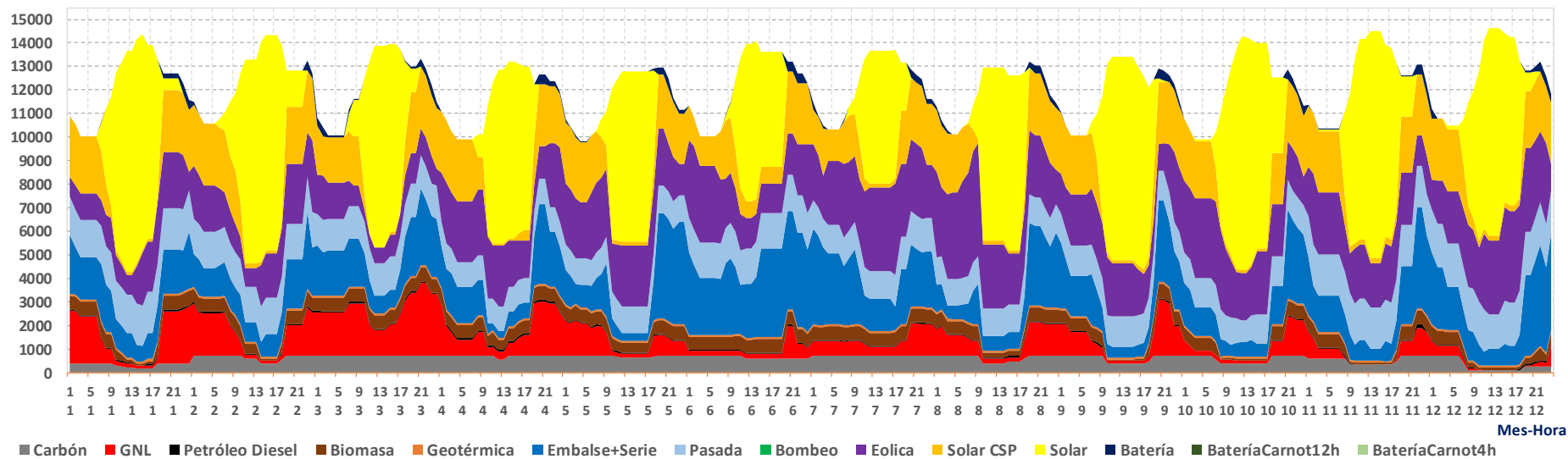
C2 - Generación Anual-Año 2030 - Hidro Seca



### Escenario D2

P [MW]

D2 - Generación Anual-Año 2030 - Hidro Seca

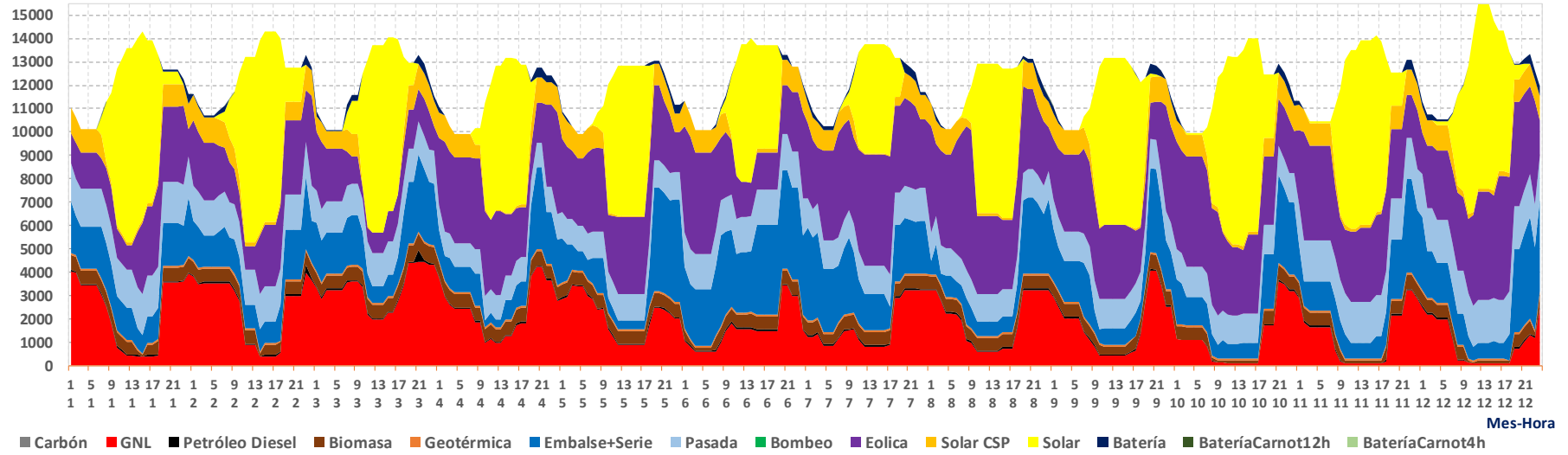




Escenario E2

P [MW]

E2 - Generación Anual-Año 2030 - Hidro Seca



## 4 CONCLUSIONES

---

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

- ✓ Dado el alto nivel de desarrollo actual de la tecnología solar, en base a centrales fotovoltaicas existentes y en construcción, se observa que en la medida en que por razones económicas no se materialicen sistemas de almacenamiento eléctrico a gran escala, el desarrollo futuro de esta tecnología estaría limitado a un nivel de participación de generación instantáneo en el orden de un 70% de la generación instantánea del sistema en las horas de máxima generación solar, incluso con la materialización de proyectos de transmisión como el proyecto de línea HVDC Kimal – Lo Aguirre. Si bien estos niveles máximos de participación instantánea de la tecnología solar obedece al supuesto de que los servicios de reserva e inercia son provistos por tecnologías convencionales que presenten inflexibilidades (mínimos técnicos), aún levantando este supuesto<sup>5</sup>, tampoco sería posible alcanzar niveles superiores al 85%, toda vez que la generación de la tecnología eólica y la de centrales de pasada representan también energía de base.
- ✓ Se observa de manera transversal en los escenarios la eficiencia económica del desarrollo del potencial eólico en el sistema, ya que este se presenta como siguiente etapa del actual desarrollo solar que estaría alcanzando sus límites sin desarrollo de almacenamientos a gran escala. Dicho potencial eólico tiene la ventaja de distribuir su generación a lo largo del día, a diferencia de la generación solar que se concentra en horas específicas, por lo que el potencial eólico permite reducir los niveles de generación térmica en las horas de noche. Por otra parte, esta tecnología presenta una alta complementariedad con las centrales de embalse en la zona sur del país, permitiendo almacenar este recurso en horas donde hay abundancia de generación eólica, y hacer uso del recurso hidráulico en horas de mayor escasez de generación eólica. Más aún, la diversificación del recurso eólico en distintas zonas permite disminuir la variabilidad agregada de este recurso, donde según la distancia entre la localización de estos recursos, se puede eliminar la correlación de los perfiles de generación.
- ✓ Dada la importancia del desarrollo del recurso eólico como alternativa eficiente de expansión, los resultados de expansión de los escenarios sugieren de manera transversal la necesidad de estudiar un aumento de capacidad del sistema de transmisión de la zona centro hacia la zona sur del país. En particular, considerando que el proyecto de línea de transmisión de 500 kV energizada en 220 kV, entre la subestación Entre Ríos y Pichirropulli se encuentra en etapa de estudio de franja, se sugiere ver las posibilidades de revisión de la capacidad de este proyecto, con el fin de aprovechar que dicho proyecto aún no se encuentra en fase de construcción, y poder utilizar el mismo estudio de franja para el desarrollo de un proyecto con visión de más largo plazo.
- ✓ Se identificó que para escenarios de proyección de precios altos del combustible GNL, y crecimientos de demanda altos, es necesario el desarrollo de tecnologías de concentración solar de potencia con niveles de almacenamiento óptimo de 13 horas, lo que permite complementar la generación de esta tecnología con la generación fotovoltaica solar para brindar energía de base para el sistema. En particular, la generación de la tecnología CSP desplazaría generación de centrales en base a GNL en horas de noche.

---

<sup>5</sup> Considerando inercia sintética y reservas provistas por tecnologías ERV basadas en electrónica de potencia.

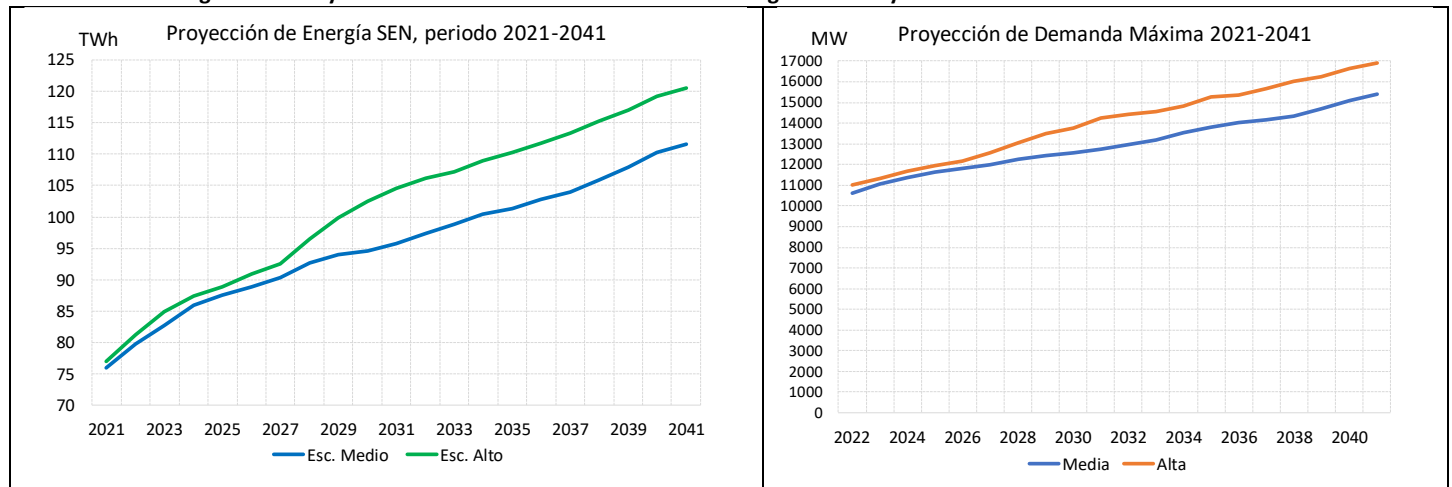
- ✓ También se identificó el desarrollo eficiente de tecnologías de almacenamiento en base a baterías convencionales, con un máximo de almacenamiento de 4 horas, las cuales se complementan con el desarrollo de la tecnología solar, ya que permiten recortar generación solar en las horas peak de su generación. Por otra parte, el desarrollo de estas tecnologías como alternativa eficiente de expansión no sólo obedece a su posibilidad de gestión de energía, sino que también permite dotar al sistema de tecnologías capaces de brindar control rápido de frecuencia, lo que permitiría reducir los niveles de inercia requeridos para la operación segura del sistema, y permitir mayores niveles de generación ERV instantánea. La incorporación de restricciones operativas en el modelo de optimización de inversiones de generación, permite reconocer no sólo los atributos de gestión de energía de este tipo de tecnologías, sino que su aporte al control rápido de frecuencia, y por consiguiente, reconocer los beneficios económicos reales de este tipo de tecnologías.
- ✓ Por otra parte, se debe destacar que en escenarios en que los precios del combustible GNL se mantiene en torno a sus valores medios actuales, este combustible representaría un combustible de transición hacia la carbono neutralidad, que habilitaría al sistema para afrontar el retiro de unidades a carbón de manera segura, considerando que existe gran capacidad de generación instalada en el SEN de este tipo de tecnología. Por consiguiente, dada la importancia de este energético para estos escenarios de precio de combustible, se requieren mayores flexibilidades para la adquisición o almacenamiento de este recurso ante escenarios con incertidumbre hidrológica, con el fin de disponer de este recurso en horas de mayor estrechez para el sistema eléctrico.
- ✓ Finalmente, se debe destacar que dados los niveles de generación en base a GNL en horas de máxima inserción solar, la operación eficiente de este tipo de tecnologías consideraría el ciclaje diario encendido-apagado de algunas unidades, mientras que otras presentarían un ciclaje entre máxima generación y mínimo técnico, entre las horas de ausencia solar y horas de disponibilidad solar. Lo anterior indica la importancia de estudiar técnicamente los reales impactos en reducción de vida útil de las turbinas de centrales que operarían bajo dicho régimen, con el fin de disponer de una valorización real del costo de operar bajo dicho régimen, y en caso que la operación bajo dicho régimen sea eficiente económicamente, versus otras alternativas que pudiesen brindar dicha flexibilidad, generar los incentivos adecuados que eviten futuras limitaciones operacionales que podrían presentar los propietarios de las instalaciones

## 5 ANEXOS

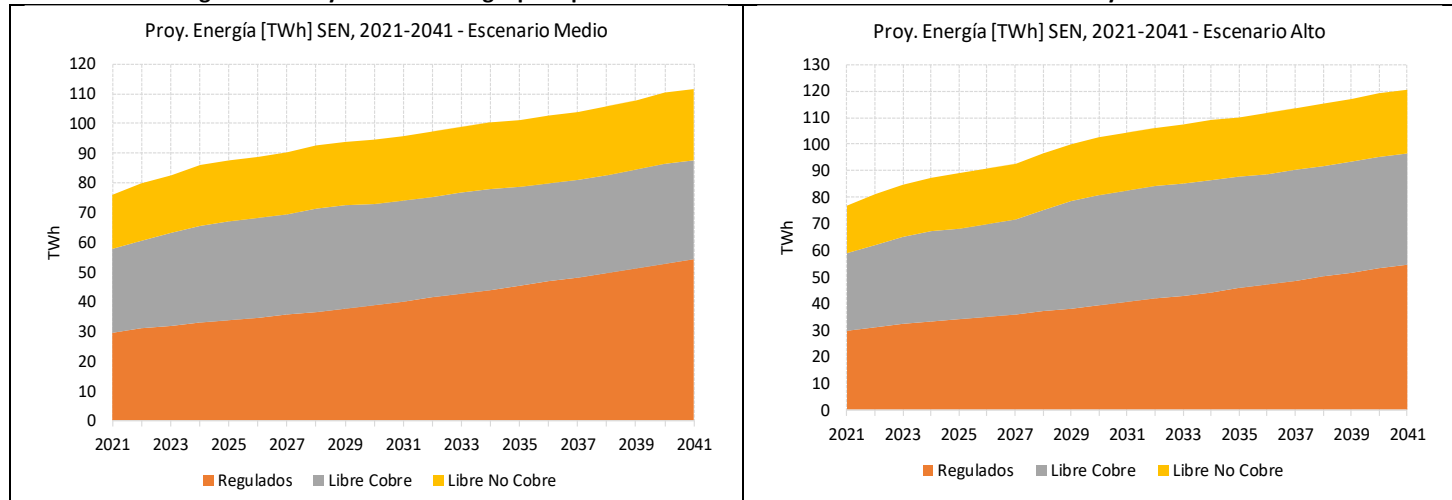
### 5.1 ANEXO-DEMANDA DEL SISTEMA

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 2022.

**Figura 5.1: Proyección de demanda anual del sistema. Energía en GWh y Demanda máxima en MW**



**Figura 5.2: Proyección de Energía por tipo de cliente en GWh. Escenarios de demanda Media y Alta**



## 5.2 ANEXO-CENTRALES EXISTENTES, EN CONSTRUCCIÓN, Y COMPROMETIDAS LICITACIÓN – RED REDUCIDA

Tabla 5.1: Centrales existentes, en construcción y comprometidas licitaciones por tecnología, agrupadas en barras Red reducida.

Tipo	Barra Opt	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Eolica	Ancoa 500 Opt	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Eolica	Charrua 500 Opt	397.6	397.6	496.6	496.6	496.6	496.6	496.6	496.6	496.6	496.6	496.6	496.6	496.6	496.6
Eolica	Ciruelos 500 Opt	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Eolica	Cumbre 500 Opt	98.1	98.1	98.1	98.1	98.1	98.1	98.1	98.1	98.1	98.1	98.1	98.1	98.1	98.1
Eolica	Kimal 220 Opt	611.5	611.5	611.5	611.5	611.5	611.5	611.5	611.5	611.5	611.5	611.5	611.5	611.5	611.5
Eolica	Lo Aguirre 500 Opt	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6
Eolica	Los Changos 220 Opt	341	341	341	341	341	341	341	341	341	341	341	341	341	341
Eolica	Nueva Maitencillo 500 Opt	931.6	931.6	931.6	931.6	931.6	931.6	931.6	931.6	931.6	931.6	931.6	931.6	931.6	931.6
Eolica	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	688.7	688.7	775.1	775.1	775.1	775.1	775.1	775.1	775.1	775.1	775.1	775.1	775.1	775.1
Eolica	Nueva Puerto Montt 500 Opt	385.6	385.6	385.6	385.6	385.6	385.6	385.6	385.6	385.6	385.6	385.6	385.6	385.6	385.6
Eolica	Rio Malleco 500 Opt	867.7	939.3	939.3	939.3	939.3	939.3	939.3	939.3	939.3	939.3	939.3	939.3	939.3	939.3
Geotérmica	Kimal 220 Opt	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
GNL	Alto Jahuel 500 Opt	276.6	276.6	276.6	276.6	276.6	276.6	276.6	276.6	276.6	276.6	276.6	276.6	276.6	276.6
GNL	Ancoa 500 Opt	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
GNL	Charrua 500 Opt	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
GNL	Cumbre 500 Opt	244.4	244.4	244.4	244.4	244.4	244.4	244.4	244.4	244.4	244.4	244.4	244.4	244.4	244.4
GNL	Kimal 220 Opt	369.1	369.1	369.1	369.1	369.1	369.1	369.1	369.1	369.1	369.1	369.1	369.1	369.1	369.1
GNL	Lo Aguirre 500 Opt	357.4	357.4	357.4	357.4	357.4	357.4	357.4	357.4	357.4	357.4	357.4	357.4	357.4	357.4
GNL	Los Changos 220 Opt	1381	1381	1381	1381	1681	1681	1681	1681	1681	1681	1681	1681	1681	1681
GNL	Polpaico 500 Opt	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994
Pasada	Alto Jahuel 500 Opt	278.1	278.1	278.1	278.1	278.1	278.1	278.1	278.1	278.1	278.1	278.1	278.1	278.1	278.1
Pasada	Ancoa 500 Opt	638.5	638.5	638.5	638.5	638.5	638.5	638.5	638.5	638.5	638.5	638.5	638.5	638.5	638.5
Pasada	Charrua 500 Opt	241.8	241.8	241.8	241.8	241.8	241.8	241.8	241.8	241.8	241.8	241.8	241.8	241.8	241.8
Pasada	Ciruelos 500 Opt	34.46	34.46	34.46	34.46	34.46	34.46	34.46	34.46	34.46	34.46	34.46	34.46	34.46	34.46
Pasada	Lo Aguirre 500 Opt	876.3	876.3	876.3	876.3	876.3	876.3	876.3	876.3	876.3	876.3	876.3	876.3	876.3	876.3
Pasada	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	27.75	27.75	27.75	27.75	27.75	27.75	27.75	27.75	27.75	27.75	27.75	27.75	27.75	27.75
Pasada	Nueva Puerto Montt 500 Opt	230.2	278.9	278.9	278.9	278.9	278.9	278.9	278.9	278.9	278.9	278.9	278.9	278.9	278.9
Pasada	Pichirropulli 500 Opt	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82
Pasada	Polpaico 500 Opt	211.2	211.2	211.2	211.2	211.2	211.2	211.2	211.2	211.2	211.2	211.2	211.2	211.2	211.2
Pasada	Pozo Almonte 220 Opt	17.35	17.35	17.35	17.35	17.35	17.35	17.35	17.35	17.35	17.35	17.35	17.35	17.35	17.35
Pasada	Rio Malleco 500 Opt	169.5	169.5	169.5	169.5	169.5	169.5	169.5	169.5	169.5	169.5	169.5	169.5	169.5	169.5
Petróleo Diesel	Alto Jahuel 500 Opt	58.67	58.67	58.67	58.67	58.67	58.67	58.67	58.67	58.67	58.67	58.67	58.67	58.67	58.67
Petróleo Diesel	Ancoa 500 Opt	172.2	172.2	172.2	172.2	172.2	172.2	172.2	172.2	172.2	172.2	172.2	172.2	172.2	172.2
Petróleo Diesel	Charrua 500 Opt	765.4	765.4	765.4	765.4	765.4	765.4	765.4	765.4	765.4	765.4	765.4	765.4	765.4	765.4
Petróleo Diesel	Ciruelos 500 Opt	119.9	119.9	119.9	119.9	119.9	119.9	119.9	119.9	119.9	119.9	119.9	119.9	119.9	119.9
Petróleo Diesel	Cumbre 500 Opt	208.6	208.6	208.6	208.6	208.6	208.6	208.6	208.6	208.6	208.6	208.6	208.6	208.6	208.6
Petróleo Diesel	Kimal 220 Opt	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8
Petróleo Diesel	Lo Aguirre 500 Opt	105.2	105.2	105.2	105.2	105.2	105.2	105.2	105.2	105.2	105.2	105.2	105.2	105.2	105.2
Petróleo Diesel	Los Changos 220 Opt	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8
Petróleo Diesel	Nueva Cardones 500 Opt	252.2	252.2	252.2	252.2	252.2	252.2	252.2	252.2	252.2	252.2	252.2	252.2	252.2	252.2
Petróleo Diesel	Nueva Maitencillo 500 Opt	224.6	224.6	224.6	224.6	224.6	224.6	224.6	224.6	224.6	224.6	224.6	224.6	224.6	224.6
Petróleo Diesel	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	688.7	688.7	688.7	688.7	688.7	688.7	688.7	688.7	688.7	688.7	688.7	688.7	688.7	688.7
Petróleo Diesel	Nueva Puerto Montt 500 Opt	212.1	212.1	212.1	212.1	212.1	212.1	212.1	212.1	212.1	212.1	212.1	212.1	212.1	212.1
Petróleo Diesel	Polpaico 500 Opt	290.2	290.2	290.2	290.2	290.2	290.2	290.2	290.2	290.2	290.2	290.2	290.2	290.2	290.2

Tipo	Barra Opt	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Petróleo Diesel	Pozo Almonte 220 Opt	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5
Petróleo Diesel	Rio Malleco 500 Opt	27.7	27.7	27.7	27.7	27.7	27.7	27.7	27.7	27.7	27.7	27.7	27.7	27.7	27.7
Solar	Alto Jahuel 500 Opt	306.9	306.9	306.9	306.9	306.9	306.9	306.9	306.9	306.9	306.9	306.9	306.9	306.9	306.9
Solar	Ancoa 500 Opt	375.1	375.1	375.1	375.1	375.1	375.1	375.1	375.1	375.1	375.1	375.1	375.1	375.1	375.1
Solar	Andes 220 Opt	646.2	646.2	646.2	646.2	646.2	646.2	646.2	646.2	646.2	646.2	646.2	646.2	646.2	646.2
Solar	Charrua 500 Opt	123.8	123.8	123.8	123.8	123.8	123.8	123.8	123.8	123.8	123.8	123.8	123.8	123.8	123.8
Solar	Cumbre 500 Opt	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555	1555
Solar	Kimal 220 Opt	2108	2108	2458	2458	2458	2458	2458	2458	2458	2458	2458	2458	2458	2458
Solar	Lo Aguirre 500 Opt	305.8	305.8	305.8	305.8	305.8	305.8	305.8	305.8	305.8	305.8	305.8	305.8	305.8	305.8
Solar	Los Changos 220 Opt	140.7	140.7	140.7	140.7	140.7	140.7	140.7	140.7	140.7	140.7	140.7	140.7	140.7	140.7
Solar	Nueva Cardones 500 Opt	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510	510
Solar	Nueva Maitencillo 500 Opt	416.8	416.8	666.8	666.8	666.8	666.8	666.8	666.8	666.8	666.8	666.8	666.8	666.8	666.8
Solar	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	257.2	266.2	266.2	266.2	266.2	266.2	266.2	266.2	266.2	266.2	266.2	266.2	266.2	266.2
Solar	Polpaico 500 Opt	444.2	444.2	444.2	444.2	444.2	444.2	444.2	444.2	444.2	444.2	444.2	444.2	444.2	444.2
Solar	Pozo Almonte 220 Opt	785.2	785.2	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085	1085
Solar	Rio Malleco 500 Opt	3	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Solar	TalTal 500 Opt	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3	71.3
Solar CSP	Kimal 220 Opt	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Carbón	Charrua 500 Opt	664.5	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	0
Carbón	Kimal 220 Opt	250	250	250	250	250	250	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	Los Changos 220 Opt	1879	1879	1879	1598	452	452	452	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	Nueva Maitencillo 500 Opt	693.6	693.6	693.6	693.6	693.6	693.6	693.6	693.6	407.9	270.8	131.7	0	0	0
Carbón	Polpaico 500 Opt	706.5	498	498	498	498	498	498	0	0	0	0	0	0	0
Biomasa	Alto Jahuel 500 Opt	44.84	44.84	44.84	44.84	44.84	44.84	44.84	44.84	44.84	44.84	44.84	44.84	44.84	44.84
Biomasa	Ancoa 500 Opt	43.55	43.55	43.55	43.55	43.55	43.55	43.55	43.55	43.55	43.55	43.55	43.55	43.55	43.55
Biomasa	Charrua 500 Opt	471.2	471.2	471.2	471.2	471.2	471.2	471.2	471.2	471.2	471.2	471.2	471.2	471.2	471.2
Biomasa	Ciruelos 500 Opt	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
Biomasa	Kimal 220 Opt	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5
Biomasa	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Biomasa	Polpaico 500 Opt	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7
Embalse+Serie	Ancoa 500 Opt	1497	1497	1497	1497	1497	1497	1497	1497	1497	1497	1497	1497	1497	1497
Embalse+Serie	Charrua 500 Opt	2616	2616	2616	2616	2616	2616	2616	2616	2616	2616	2616	2616	2616	2616
Embalse+Serie	Lo Aguirre 500 Opt	376	376	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526
Embalse+Serie	Nueva Puerto Montt 500 Opt	171.5	171.5	171.5	171.5	171.5	171.5	171.5	171.5	171.5	171.5	171.5	171.5	171.5	171.5
Batería	Andes 220 Opt	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
<b>Total Operación + Construcción + Descarbonización</b>		<b>33154.4</b>	<b>32763.7</b>	<b>33999.1</b>	<b>33718.1</b>	<b>33072.1</b>	<b>33072.1</b>	<b>32822.1</b>	<b>31872.1</b>	<b>31586.4</b>	<b>31449.3</b>	<b>31310.2</b>	<b>31178.5</b>	<b>31178.5</b>	<b>30836.5</b>

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

**Tabla 5.2: Plan de Obras de Generación Escenario A2**

Tipo	Barra Opt	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Eolica	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	350	750	750	1150	1150	1500	1500	1500	1700	1700
Eolica	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	100	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Eolica	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eolica	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	500	500	500	500	500	500	500	500
Eolica	TalTal 500 Opt	0	0	0	0	0	0	550	1500	1900	1900	1900	1900	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
Eolica	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300
Eolica	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	200	200	200	731	731	981	981	1731	1731	1831	3031	3031	3031	3031	3031	3031	3031
Eolica	Pichirropulli 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	650	650	1050	1050	1050	1050	1050
Eolica	Ciruelos 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	150	150	150	150	200
GNL	Los Changos 500 Opt	0	0	0	0	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
Solar	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
Solar	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200
Solar	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100
Solar CSP	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	500
Batería	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	400

**Tabla 5.3: Plan de Obra de Generación Escenario B2**

Tipo	Barra Opt	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Eolica	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	350	350	350	350
Eolica	Ciruelos 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500
Eolica	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Eolica	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	100	300	500	950	1100	1300	1500	1500	1500	1700	1700	1700	1700	1700
Eolica	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eolica	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	50	300	300	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Eolica	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	181	181	181	1181	1181	1781	1781	1931	1931	2031	3031	3031	3031	3031	3031	3031	3031
Eolica	Pichirropulli 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	1200	1200	1200	1200	1200
Eolica	TalTal 500 Opt	0	0	0	0	0	450	950	1800	2300	2300	2300	2300	2600	2600	2600	2650	2650	2650	2850	2850
GNL	Los Changos 500 Opt	0	0	0	0	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
Solar	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
Solar	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250
Solar	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	350	350	450	450
Solar CSP	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	200	200	200	200	200	200	400
Batería	Kimal 220 Opt	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	200	200	200	200	600
Batería	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	200	200	200	200	200	200	200

**Tabla 5.4: Plan de Obras de Generación Escenario C2**

Tipo	Barra Opt	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Eolica	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250	350	350	350	400	400	1450	1450	1450	1450	1450
Eolica	Ciruelos 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	500	500	600	600	600	600	850
Eolica	Cumbre 500 Opt	0	0	0	300	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Eolica	Kimal 220 Opt	0	100	100	100	100	100	100	100	100	850	1300	1300	1550	1650	1650	1700	1700	1700	1700	1700
Eolica	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eolica	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	300	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Eolica	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	281	281	281	1531	1531	2331	2331	2431	2431	2431	2431	2431	2481	2481	2481	2481	2481
Eolica	Pichirropulli 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Eolica	TalTal 500 Opt	0	0	0	0	950	1400	1950	2500	2650	2650	2650	2650	2800	3150	3150	3300	3300	3300	3300	3300
GNL	Los Changos 500 Opt	0	0	0	0	0	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
Solar	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	250	250
Solar	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	150	1150	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	2150	2150
Solar	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	400	750	750	800	900	900	900	900
Solar	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50
Solar	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	50	50	450	450	450	450	450	450	450	450	450	600	650	650
Solar	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	150	150	300	300
Solar	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	100	100	100	750	750	900	900	1050	1050	1150	1150	1300	1300	1300
Solar CSP	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	500	500	500	600	600
Solar CSP	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
Solar CSP	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	100	150	150	150	150	150	150	150	150	350	350	350	650	650
Solar CSP	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	110	110	205	205
Solar CSP	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	700	800	1000	1000	1100	1100	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Batería	Andes 220 Opt	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
Batería	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	300	600	600	600	600	600	600	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Batería	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	100	300	300	300	300	300	400	400	600	600	600	600	600	600	600	600



**Tabla 5.5: Plan de Obra de Generación Escenario D2**

Tipo	Barra Opt	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Eolica	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	350	350	350	350	350
Eolica	Ciruelos 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	250	250	250	250	250	250	250
Eolica	Cumbre 500 Opt	0	0	0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Eolica	Kimal 220 Opt	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eolica	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eolica	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	481	481	1881	1881	1981	2031	2081	2131	2131	2181	2381	2381	2381	2381	2381	2381	2381
Eolica	Pichirropulli 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	550	550	550	550	550	550	550	550
Eolica	TalTal 500 Opt	0	0	0	0	800	800	800	800	1450	1450	1450	1450	1600	1600	1600	2450	2450	2450	2450	2450
Solar	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	250	250
Solar	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	150	350	500	500	500	550	1250	1250	1400	1400	1400	1600	1600
Solar	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	150	450	1400	1400	1400	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1850	1900
Solar	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	250
Solar	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	550	550	600	600	600	750	750
Solar	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	350
Solar	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150
Solar CSP	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	200	600	600	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Solar CSP	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	500	500	500	500	500	500	500	700	700	700
Solar CSP	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	750	750	950	1350	1350	1450	1450	1450	1450	1450
Solar CSP	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300
Solar CSP	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	110	110	110	110	110	295	295	295	295	295	295	295
Solar CSP	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	400	600	1000	1100	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300
Solar CSP	TalTal 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	380	380	380	380	495	495	495	495	495	495	495	495
Batería	Andes 220 Opt	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
Batería	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	500	500	500	500	500
Batería	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300

**Tabla 5.6: Plan de Obra de Generación Escenario E2**

Tipo	Barra Opt	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Eolica	Kimal 220 Opt	0	100	100	100	100	100	100	300	400	1200	1600	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700
Eolica	Cumbre 500 Opt	0	0	0	300	300	300	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Eolica	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eolica	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	400	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Eolica	TalTal 500 Opt	0	0	0	0	1050	1450	2000	2500	2750	2750	2750	2750	3150	3150	3150	3250	3250	3250	3250	3250
Eolica	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	350	350	350	350	750	750	750	1450	1550	1550	1550	1550	1550
Eolica	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	200	200	200	250	250	281	281	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
Eolica	Pichirropulli 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	100	250	250	250	250	250	250	250	300	300	300	300
Eolica	Ciruelos 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	100	600	600	600	700	850	850	850	850	850
Eolica	Nueva Ancud 500 Opt	0	0	0	500	500	500	1300	1300	2050	2050	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100
Geotérmica	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50
Solar	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	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	200	200	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050
Solar	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	700	750	750	800	800	800	800	800	800	800
Solar	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	100	500	500	500	500	500	500	500	500	500	550	650	650
Solar	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300
Solar CSP	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	500
Solar CSP	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	350	350
Solar CSP	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95	95	95	295	295
Solar CSP	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	600	1000	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Solar CSP	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	300	300	300
Batería	Andes 220 Opt	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
Batería	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300

## 5.4 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 21 barras cuyo detalle se presenta en la sección 5.4.1.

### 5.4.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Se considera un modelo multinodal simplificado de la red de transmisión, que considera 21 barras representativas del sistema de transmisión nacional. En dicho sistema simplificado, las líneas de transmisión equivalente modeladas no representan de manera exacta las impedancias del conjunto de líneas paralelas del sistema de 500 y 220 kV enmallado, sino que más bien consideran en general las impedancias del sistema de 500 kV, pero en términos de capacidades de transmisión si consideran las capacidades asociadas al cumplimiento del criterio de seguridad N-1, y la distribución de flujos conjunta entre el sistema de 220 kV y 500 kV. En base a lo anterior, las capacidades de transmisión presentadas para cada tramo son en general superiores a las capacidades de los tramos de 500 kV asociadas al cumplimiento del criterio de seguridad N-1, debido a que para dicha condición límite el sistema de 220 kV paralelo permite el transporte de potencia, aumentando la capacidad de transporte del tramo equivalente por sobre la capacidad del sistema de 500 kV. Se debe destacar que en general, los límites de transmisión del sistema de 500 kV por criterio de seguridad N-1 se alcanzarían antes que los del sistema de 220 kV, debido a la menor impedancia equivalente que presenta el sistema de 500 kV paralelo, a pesar de disponer de menor capacidad de transporte. En la Tabla 5.7 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 5.3 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 5.8 y las Figura 5.4.

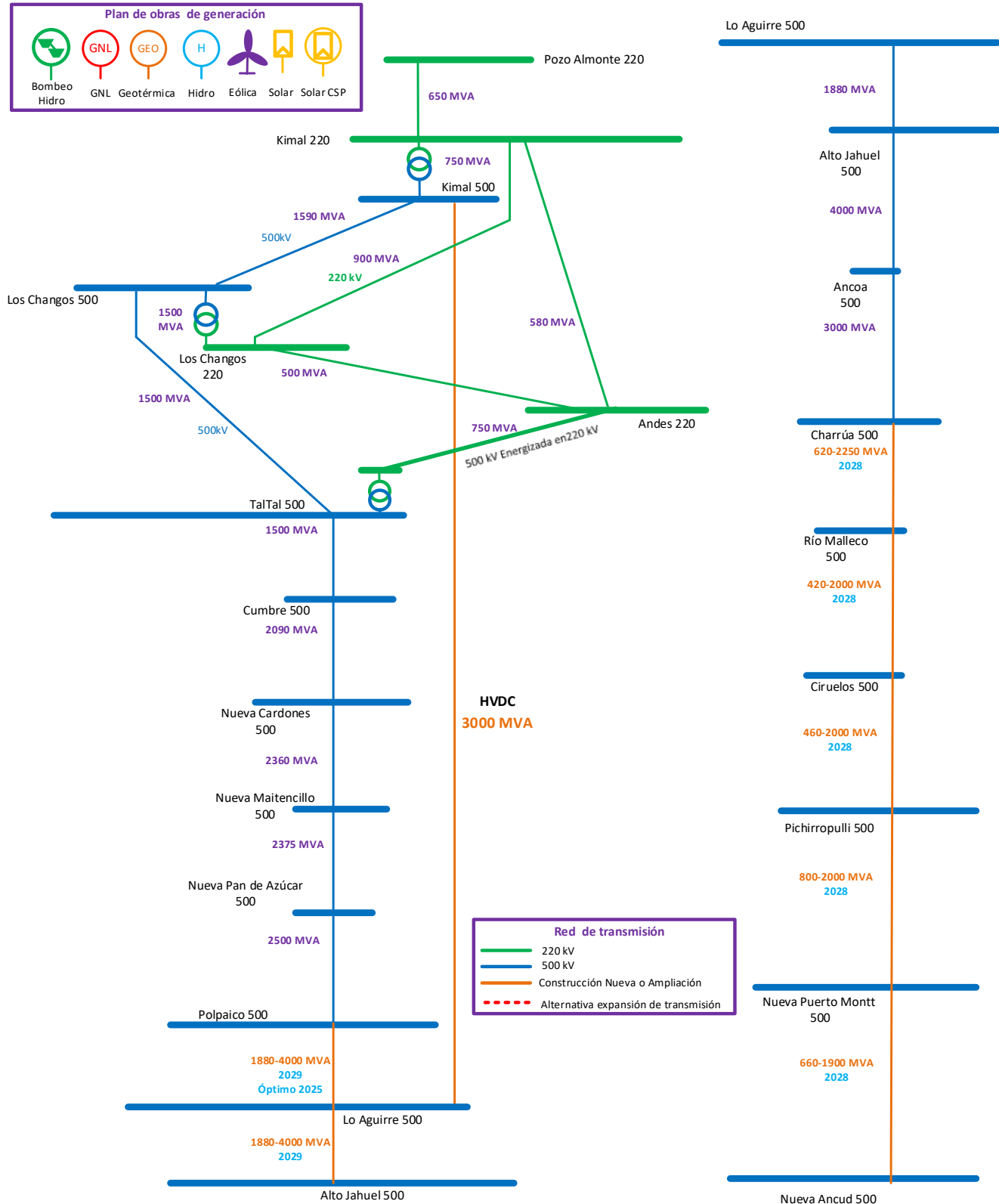
**Tabla 5.7: Líneas de transmisión considerado en red de transmisión reducida para optimización conjunta de inversiones generación-transmisión**

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
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
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
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
Charrua 500 Opt->Rio Malleco 500 Opt*	500	Charrua 500 Opt	Rio Malleco 500 Opt	620-2250*	0.00139	0.13735
Rio Malleco 500 Opt->Ciruelos 500 Opt*	500	Rio Malleco 500 Opt	Ciruelos 500 Opt	420-2000*	0.0025	0.0088
Ciruelos 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt*	500	Ciruelos 500 Opt	Pichirropulli 500 Opt	460-2000*	0.0008	0.0079
Pichirropulli 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt*	500	Pichirropulli 500 Opt	Nueva Puerto Montt 500 Opt	800-2000*	0.00129	0.016
Nueva Puerto Montt 500 Opt->Nueva Ancud 500 Opt*	500	Nueva Puerto Montt 500 Opt	Nueva Ancud 500 Opt	660-1900*	0.001	0.0126
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt*	500	Kimal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt	3000	0.0030	NA
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt II*	500	Lo Aguirre 500 Opt	Alto Jahuel 500 Opt	2500	0.0005	0.005
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II*	500	Polpaico 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt	2500	0.0005	0.005

\* Construcción línea 500 kV sur energizada 220. Aumenta capacidad

\* Proyecto HVDC y ampliación llegadas Lo Aguirre

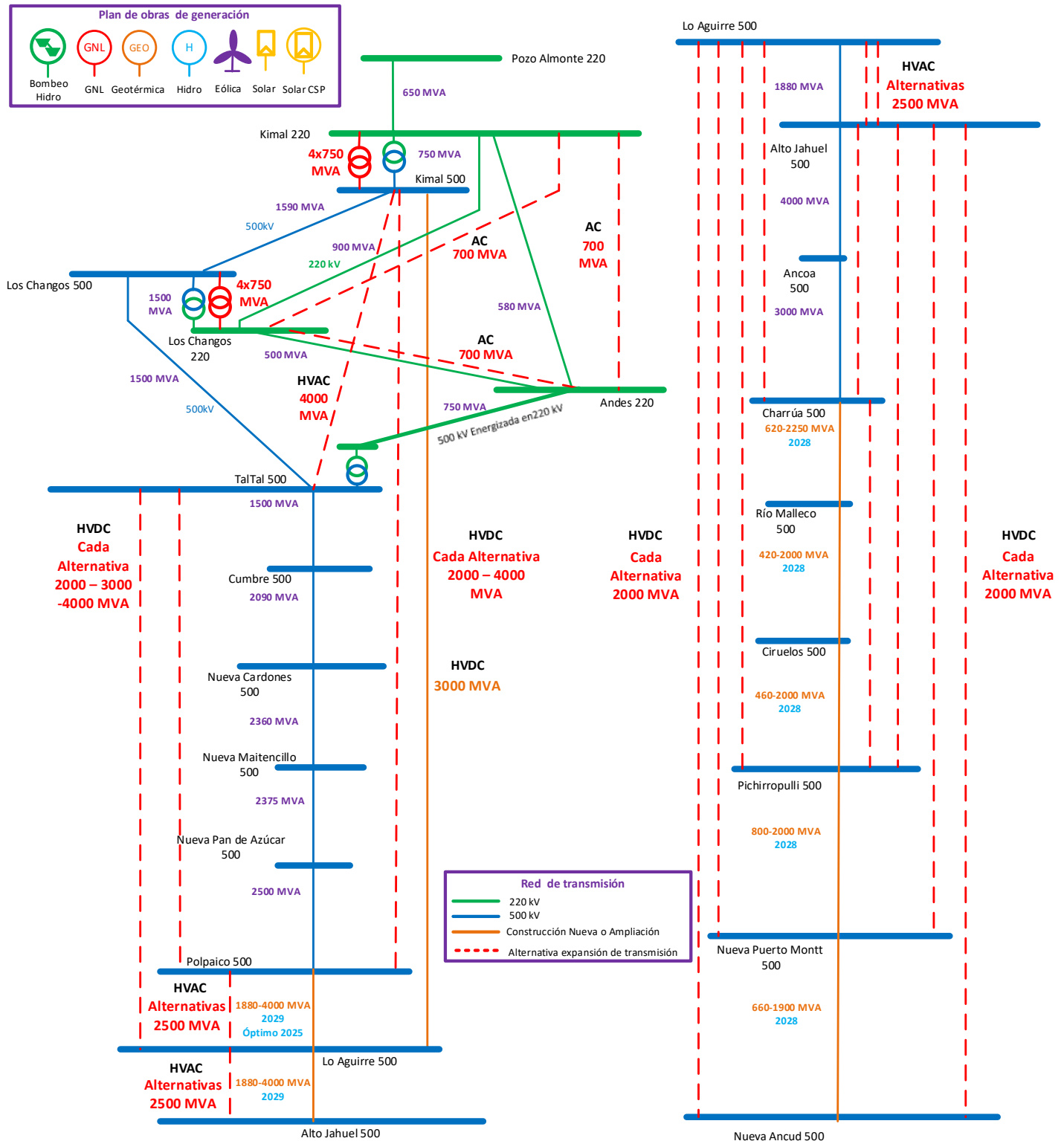
**Figura 5.3: Red de transmisión reducida considerada para la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión**



**Tabla 5.8: 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->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 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 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 5.4: Costos de inversión y capacidades de transmisión de alternativas de expansión consideradas para la optimización conjunta generación-transmisión.**



## 5.4.2 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE INERCIA

### 5.4.2.1 Formulación

Con el fin de disponer de una cuantificación de los requerimientos reales mínimos de inercia para el sistema, se requiere tener conocimiento de la frecuencia mínima bajo la cual dicho sistema puede perder la estabilidad, o de manera más conservadora mitigue la operación de escalones de desconexión de carga por baja frecuencia. En el primer caso, si el límite de inercia estuviese fijado por los márgenes de estabilidad del sistema, sería necesario realizar los cálculos de los niveles de estabilidad del sistema para distintos estados de operación 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, dicha expresión se simplifica, y permite obtener una relación simple de la variación de la frecuencia en función del tiempo para un desbalance fijo entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica.

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

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



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

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

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

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

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

En base a lo anterior, se tiene que

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

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

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

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

Luego, considerando que el control primario de frecuencia reestablece el balance de potencia en un intervalo  $t_{CPF}$ , se tiene que en dicho instante se alcanza la caída máxima de frecuencia, antes de que comience el restablecimiento de la frecuencia. Por consiguiente, a partir de (4) se tiene que en dicho instante, se equipara la variación de potencia del control primario, con la potencia neta desconectada, ya que se asumió despreciable la variación de la carga con la frecuencia:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Destacar que de dicha expresión, la componente que multiplica a los tiempos, esto es, representa el ROCOF del sistema, tasa a la cual decaería la frecuencia en los primeros instantes del desbalance de potencia. Adicionalmente, los resultados anteriores permiten suponer, que la tasa de caída de la frecuencia al momento

de que comienza la actuación del control primario de frecuencia disminuiría a la mitad, en la medida que dicho control respondiese de forma lineal.

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

#### 5.4.2.2 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:

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

Asumiendo que:

- ✓ La desviación máxima de frecuencia permitida corresponde a 1 [Hz].
- ✓ Para la desconexión de la unidad de generación más grande se consideran 400 [MW].
- ✓ El tiempo de banda muerta del control primario se estimará de manera conservadora en 1[s].
- ✓ La frecuencia nominal del sistema corresponde a 50 [Hz]
- ✓ El aporte de inercia dependerá del estado de encendido/apagado de las unidades sincrónicas<sup>6</sup>.

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

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

Donde dicha expresión considera las unidades de inercia en [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.

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.

---

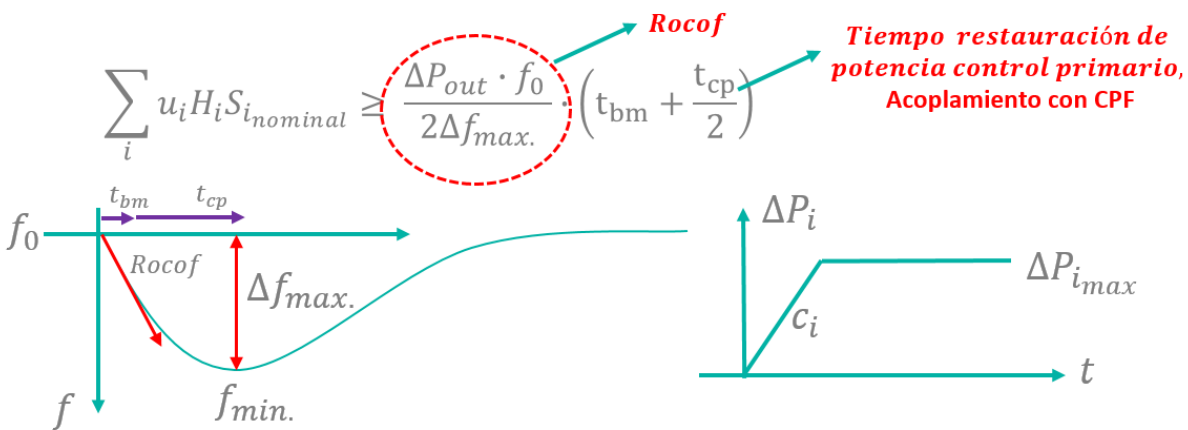
<sup>6</sup> A futuro dicho supuesto podría cambiar, considerando la alternativa del aporte de inercia sintética de centrales en base a tecnología solar o sistemas de almacenamiento en base a baterías, junto con adecuaciones en el control de máquinas con inercia real conectadas a través de convertidores de frecuencia a la red.

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

En la Ilustración 5.1 se presenta de manera gráfica las principales variables de interés modeladas para representar los requerimientos de inercia mínima del sistema.

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

**Ilustración 5.1: 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.

### 5.4.3 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE CPF

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

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

En primer lugar, se realizó la simplificación conservadora de considerar que las unidades son capaces de entregar su reserva efectiva máxima a tasa constante, no obstante, se consideró como tope para dicha reserva efectiva los aportes máximos de potencia que las unidades pueden entregar en el intervalo de 0 a 10 segundos. La

información anterior, respecto a los topes de reserva efectiva para control primario de las unidades, fue obtenida de resultados de los estudios eléctricos realizados en el marco de los estudios de interconexión SIC-SING.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

De esta forma, la restricción (19) permite modelar los requerimientos de control primario de frecuencia, mientras que la restricción (20) permite modelar la reserva en giro disponible de una unidad  $i$ . Por su parte, la restricción (21) permite limitar la reserva efectiva máxima a niveles siempre inferiores a la reserva en giro disponible, mientras que la restricción (22) permite asociar linealmente el aporte neto de reserva efectiva de una unidad  $i$ , con el tiempo  $t_i$  en que incurre para brindar dicho nivel de reserva, donde la reserva efectiva siempre estará acotada por la decisión de temporal de la variable  $t_i$ . Por otra parte, la restricción (23) permite limitar la reserva

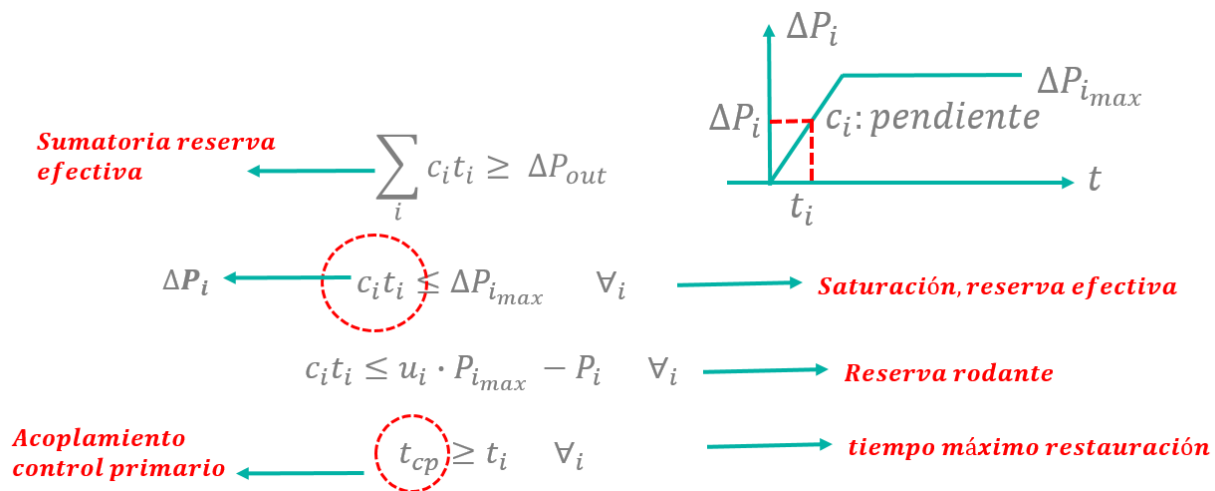
efectiva al máximo posible por la unidad  $i$ . Finalmente, la restricción (25) representa el acoplamiento con la restricción de inercia sistémica, ya que el tiempo de control primario de frecuencia  $t_{CPF}$  será siempre superior al tiempo de la unidad más lenta en brindar la reserva efectiva para el control primario de frecuencia.

Destacar que en la medida que el sistema tienda a requerir disminuir sus niveles de inercia, debido por ejemplo a una alta inserción de ERV, en la optimización natural de uso de recursos, la restricción (17) tenderá a completarse al límite, a través de reservas efectivas aportadas por las unidades de mayor velocidad, ya que a través de estas será posible disponer de un vector de tiempos  $t_i$ , donde se minimice su valor máximo, y por lo tanto se minimice el  $t_{CPF}$ , lo que traería consigo una disminución de los requerimientos de inercia acoplados a través de esta variable de tiempo de respuesta del control primario.

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

Finalmente, en la lustración 5.2 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.

**Ilustración 5.2: Representación gráfica de los requerimientos del CPF, y modelación de las variables de interés**



#### 5.4.4 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:**

$$\sum_i C_{s,i} \cdot t_{up,i} \geq F_{U,t,t+1,solar} \sum_{i,solar} u_i P_{max,i} + F_{U,t,t+1,eólica} \sum_{i,eólica} u_i P_{max,i} + \Delta D_{U,t,t+1} \quad (27)$$

$$C_{s,i} \cdot t_{up,i} \leq R_{g,up,i} - R_{efc,i} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (28)$$

$$R_{g,up,i} = u_i \cdot P_{i,max} - P_i \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (29)$$

$$0 \leq t_{up,i} \leq 60 \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (30)$$

**Para los requerimientos de rampa de bajada:**

$$\sum_i C_{D,i} \cdot t_{down,i} \geq F_{D,t,t+1,solar} \sum_{i,solar} u_i P_{max,i} + F_{D,t,t+1,eólica} \sum_{i,eólica} u_i P_{max,i} + \Delta D_{D,t,t+1} \quad (31)$$

$$C_{D,i} \cdot t_{down,i} \leq R_{g,down,i} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (32)$$

$$R_{g,down,i} = P_i - u_i \cdot P_{i,min} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (33)$$

$$0 \leq t_{up,i} \leq 60 \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (34)$$

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.

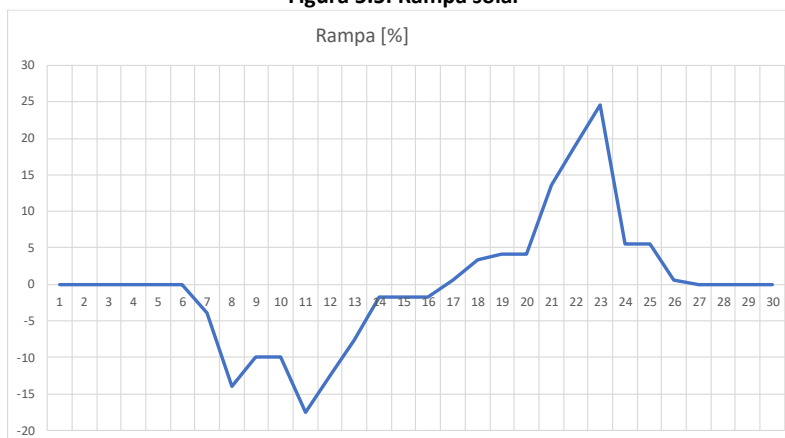
Adicionalmente, se incorporaron restricciones adicionales, asociadas a la reserva en giro de bajada de unidades, con la creación de variables auxiliares  $R_{g,down,i}$  para cada unidad  $i$ .

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 tasa de tomar de carga de subida y bajada de las unidades respectivamente.

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

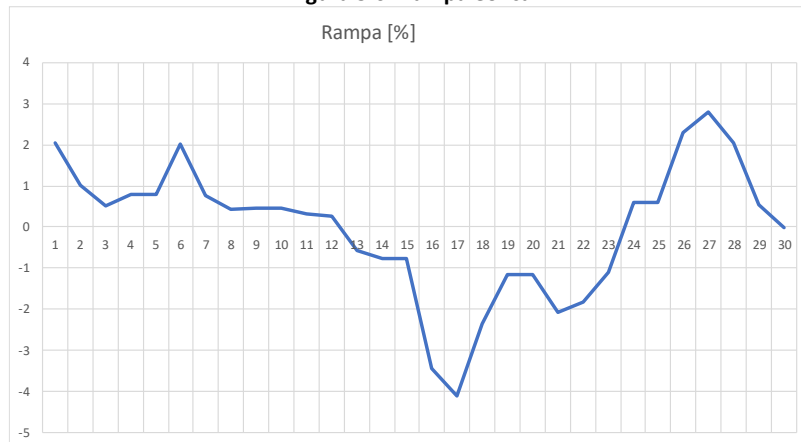
Para ejemplificar los vectores utilizados para la definición de rampas, en lo que se refiere a las variaciones en horas consecutivas de ERV solar, eólica, y demanda, en las Figura 5.5, Figura 5.6 y Figura 5.7, se presentan los vectores  $F$  y  $\Delta D$  utilizados para el primer mes del horizonte.

**Figura 5.5: Rampa solar**

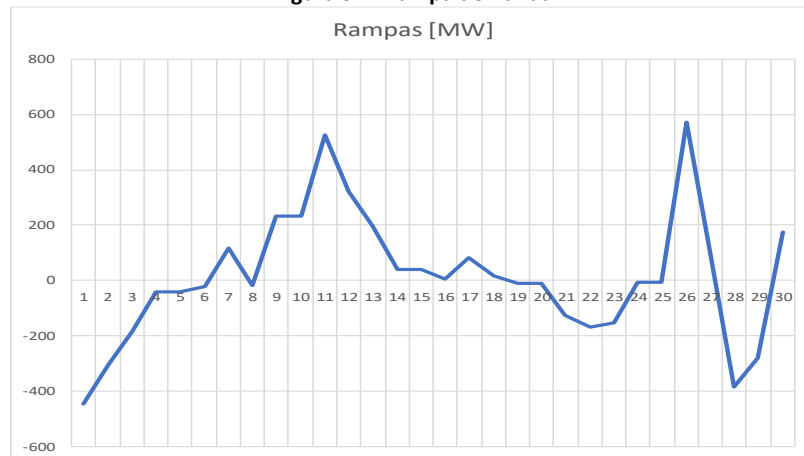




**Figura 5.6: Rampa eólica**



**Figura 5.7: Rampa demanda**



#### 5.4.5 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:**

$$\sum_i R_{s,up,i} \geq F_{A+P,solar} \sum_{i,solar} P_i + F_{A+P,eólica} \sum_{i,eólica} P_i + F_{A+P,demanda} \cdot D_t \quad (35)$$

$$R_{s,up,i} = R_{g,up,i} - R_{efc,i} - C_{s,i} \cdot t_{up,i} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (36)$$

**Para los requerimientos de reserva secundaria de bajada:**

$$\sum_i R_{s,down,i} \geq F_{A+P,solar} \sum_{i,solar} P_i + F_{A+P,eólica} \sum_{i,eólica} P_i + F_{A+P,demanda} \cdot D_t \quad (37)$$

$$R_{s,down,i} = R_{g,down,i} - C_{D,i} \cdot t_{down,i} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (38)$$

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 5.9, donde los factores finales utilizados para la modelación del control de frecuencia fueron inferiores a los definidos en las fuentes de información de referencia, asumiendo mejoras futuras en la determinación de pronósticos.

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

**Tabla 5.9: 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%

#### **5.4.6 MODELACIÓN DE LAS BATERÍAS DE CARNOT**

A partir de la información enviada por DLR sobre costos de inversión y parámetros técnicos referenciales asociados a las baterías de Carnot, como alternativa de reconversión de unidades termoeléctricas a carbón, se modelaron dichos sistemas de almacenamiento como alternativas de expansión de sistema en el modelo de optimización de inversiones de generación con restricciones operativas.

Dichas modelación consideró la incorporación de las baterías de Carnot como alternativas de provisión de reservas para los controles de frecuencia primaria y secundaria, inercias y rampas para el control de frecuencia, con el fin de que los modelos pudiesen identificar su aporte potencial a los requerimientos de flexibilidad del sistema y por ende, fuera posible la identificación de beneficios económicos generales de su incorporación, no tan sólo como elemento que permitiese abastecer la demanda de energía, sino que también los requerimientos de flexibilidad asociados a la inserción de Energías Renovables Variables. Para lo anterior, se crearon las respectivas restricciones que permitiesen modelar sus aportes potenciales al control de frecuencia, y se incorporaron sus respectivas inercias en las restricciones de inercia mínima del sistema.

A su vez, para la modelación de las baterías de Carnot, considerando que había información disponible de costos de inversión para distintos niveles de almacenamiento de energía, entregados en horas de almacenamiento para generación a potencia nominal, se crearon dos potenciales alternativos por cada unidad a carbón posible a reconvertir, en términos de su capacidad de almacenamiento, en la cual se consideró 4 horas y 12 horas respectivamente, con costos aproximados de 1000 USD/kW y 2000 USD/kW respectivamente. Para lo anterior, se creó una restricción sobre la variable entera del número de unidades a construir, en el cual para cada unidad a reconvertir sólo es posible invertir en la unidad de 4 horas o 12 horas respectivamente según la conveniencia económica que identifique el modelo automáticamente.

El detalle de la formulación de los atributos de flexibilidad de las baterías de Carnot, diferenciados en sus modos de carga y generación se presenta en las siguientes subsecciones. No obstante, en estas subsecciones sólo se presenta la diferenciación de la modelación de baterías de Carnot respecto a la modelación general, ya que los principios generales de la formulación dinámica de los requerimientos de reserva e inercia obedecen a los mismos criterios presentados en el anexo 5.4

##### **5.4.6.1 Reserva en Giro**

Debido a los niveles de eficiencia del ciclo térmico de las centrales termoeléctricas, entre un 35% y 40% de la energía primaria, las baterías de Carnot requieren potencias de carga superiores a las potencias de generación para tiempos equivalente de generación y carga. Lo anterior, sumado a la eficiencia del ciclo de almacenamiento térmico, que es cercano al 95%, induce niveles de potencia máxima de carga cercanos a 4,2 veces la potencia nominal de generación cuando se dispone de baterías de Carnot de 12 horas.

La diferencia anterior entre los modos de carga y generación de las baterías de Carnot, induce a una primera diferenciación para el cálculo de la reserva en giro de subida y bajada de la batería de Carnot. Si bien esta primera diferenciación podría estar incorporada en modelos genéricos de baterías en software comerciales de operación económica, estos nos permiten diferenciar atributos de flexibilidad diferentes en modos carga y generación cómo es el caso de las rampas de subida y bajada, velocidad de respuesta del control primario de frecuencia, o posibilidad de aportar inercia para una batería en su modo generación.

Por lo anterior, lo primero que se requiere para diferenciar los modos de carga y generación, es crear variables enteras de encendido de las baterías de Carnot en sus modos carga y generación.

$u_g$  : Variable entera [0,1] de encendido para operación de la batería en modo generación

$u_L$  : Variable entera [0,1] de encendido para operación de la batería en modo carga.

En términos generales, se crearon variables de decisión enteras con posibilidad de valores 0 o 1, que deben satisfacer los siguientes requerimientos.

$$u_L \leq u_{\text{bults baterías Carnot}} \quad (1a)$$

$$u_g \leq u_{\text{bults baterías Carnot}} \quad (1b)$$

$$u_L \leq 1 - u_g \quad (1c)$$

Las expresiones (1a) y (1b) indican que la cantidad de unidades de Carnot encendidas ya sea en carga o generación deben ser menores al número de unidades construidas, que en este caso toma valores 0 o 1 solamente, debido a que sólo se consideró reconversión a baterías de Carnot de centrales a Carbón existentes. Por su parte, la expresión (1c) permite garantizar que un instante de tiempo sólo se active la variable de encendido o apagado, o que ambas se encuentren apagadas.

Luego estas variables se vinculan directamente la operación de las centrales a través de restricciones que relacionan los niveles de generación y carga con las variables de encendido de las unidades.

$$G_{\text{batCarnot}} \leq u_g P_{g \text{ max}} \quad (2a)$$

$$G_{\text{batCarnot}} \geq u_g P_{g \text{ min}} \quad (2b)$$

$$L_{\text{batCarnot}} \leq u_L P_{L \text{ max}} \quad (2c)$$

Donde:

$G_{\text{batCarnot}}$  : Nivel de generación batería de Carnot

$L_{\text{batCarnot}}$  : Nivel de potencia máxima de carga batería de Carnot.

$P_{g \text{ min}}$  : Potencia mínima de generación.

$P_{g \text{ max}}$  : Potencia máxima de generación.

$P_{L \text{ max}}$  : Potencia máxima de carga.

Por consiguiente, las restricciones (2a), (2b) y (2c) permiten restringir los rangos de operación de las baterías de Carnot en sus modos de carga y generación, de tal manera de cumplir con los niveles máximos de generación y carga, y principalmente el mínimo técnico en modo generación asociado a la unidad de generación termoeléctrica.

Usando las variables anteriores, la reserva en giro para los modos carga y generación estaría dada por:

$R_{g \text{ subida}}$  : Reserva en giro de subida

$R_{g \text{ bajada}}$  : Reserva en giro de bajada

Finalmente, las restricciones (3a) y (3b) permiten obtener las reservas en giro tanto para el modo carga como generación de las baterías de Carnot.

Reserva Efectivas

$$R_{g \text{ bajada}} = G_{batCarnot} - u_g P_{g \text{ min}} + u_L P_{L \text{ max}} - L_{batCarnot} \quad (3a)$$

$$R_{g \text{ subida}} = u_g P_{g \text{ max}} - G_{batCarnot} + L_{batCarnot} \quad (3b)$$

#### 5.4.6.2 Reservas Efectivas

Las reservas efectivas máximas de subida para control primario de frecuencia, que pueden aportar las baterías de Carnot en sus modos carga y generación serán distintas, y dependerán de la velocidad de subida de potencia transitoria de la unidad de generación térmica o batería de Carnot. Considerando el tiempo de respuesta del control primario de frecuencia único para todo el sistema según la condición de despacho y asignación de reservas, entonces a mayor velocidad de respuesta transitoria de la unidad, mayor será su aporte de reserva efectivo al control primario de frecuencia.

Las restricciones formuladas para cumplir lo anterior están dadas por:

$$R_{efectiva} \leq V_{subida} T_{up \text{ batCarnot}} + u_L P_{L \text{ max}} \quad (4a)$$

$$R_{efectiva} \leq R_{efectiva \text{ máxima}} + u_L P_{L \text{ max}} \quad (4b)$$

$$R_{efectiva} \leq R_{giro} \quad (4c)$$

$$t_{CPF} \geq t_i \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \quad (4d)$$

Donde

- $V_{subida}$  : Velocidad de subida transitoria de potencia para control primario de frecuencia
- $T_{up \text{ batCarnot}}$  : Tiempo de respuesta para aporte de reserva efectiva batería de Carnot
- $R_{efectiva}$  : Reserva efectiva de subida

La expresión (4a) permite limitar la reserva efectiva a la velocidad de subida de la unidad en modo generación, donde esta reserva se limita por el tiempo de respuesta que se activa para esta unidad, que afecta directamente el tiempo máximo del control primario de frecuencia planteado en (4d), ya que el tiempo general de respuesta del control primario de frecuencia será el máximo de los tiempos de respuesta de las unidades activados para satisfacer los niveles de reserva primaria requeridos. Este tiempo máximo, no se determina de manera arbitraria, ya que el mismo modelo optimiza endógenamente este tiempo para poder minimizar los niveles de inercia requeridos cuando se necesita (acoplamiento dinámico velocidad de respuesta del CPF e inercia). Para comprender mejor los principios de la modelación de la reserva efectiva se recomienda leer los anexos 5.4.2 y 5.4.3.

Por otra parte, las expresiones (4c) y (4d) limitan la reserva efectiva a un nivel máximo en modo generación, y limitan a la reserva en giro en ambos casos.

Finalmente, un aspecto relevante en la diferenciación de la modelación en modos carga y generación es que se incorpora un término adicional a las restricciones (4a) y (4b) que incorpora la variable de encendido de la batería de Carnot en modo carga. Lo anterior permite levantar la restricción de tiempo de subida en modo carga, ya que en modo carga la respuesta de subida es instantánea, equivalente al de una batería, el cual estaría solo limitado sólo a la banda muerta de operación para no tener problemas de coordinación en los controles, y se puede asumir en un rango entre 1 y 3 segundos. Por lo anterior, el monto de aporte de reserva efectiva de las baterías de Carnot en modo carga podrían ser equivalentes a la totalidad de su reserva en giro, y con tiempos de respuestas muy bajos.

Para lo anterior, se incorpora una restricción adicional para los tiempos de aporte al control primario de frecuencia dado por:

$$T_{up\ batCarnot} \geq 3 \cdot u_L \quad (4e)$$

### 5.4.6.3 Inercia

La inercia se modela en modo diferenciado, según si es carga y generación, pudiendo ser cero el aporte de inercia de la batería de Carnot en modo carga si no fuese factible su aporte como de inercia como motor sincrónico. No obstante, la falta de inercia en modo carga es compensada por su elevada respuesta de subida para aporte el control primario de frecuencia, lo que permitiría disminuir considerablemente los niveles de inercia mínimo requeridos para el sistema. Se debe destacar que la modelación diferenciada de inercia es posible por la diferenciación creada en las variables de encendido de las baterías de Carnot, para sus modos carga y generación respectivamente.

$$H_{batCarnot} \geq u_L H_{L\ batCarnot} + u_g H_{g\ batCarnot} \quad (5a)$$

### 5.4.7 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, mientras que estos fueron estimados para nuevas unidades en base a valores de referencia.

### 5.4.8 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, mientras que estos fueron estimados para nuevas unidades 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.

#### **5.4.9 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, mientras que estos fueron estimados para nuevas unidades 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.

#### **5.4.10 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 hidrológicas 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 (59), donde dicha simplificación es necesaria para hacer factible la incorporación de la variabilidad hidrológica, en términos de la factibilidad computacional.