



**GAS NATURAL: INSUMO CLAVE PARA EL RETIRO DEL CARBÓN
DE LA MATRIZ ELÉCTRICA DE CHILE**



INFORME FINAL

5 DE JULIO DE 2021

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	4
1 DEFINICIONES Y ABREVIATURAS.....	7
2 INTRODUCCIÓN	8
2.1 Contexto global.....	8
2.2 Contexto local.....	9
2.3 Objetivo.....	10
2.4 Alcance y Metodología.....	10
3 LEVANTAMIENTO DE LÍNEA BASE	12
3.1 Definición de línea base	12
3.2 Demanda de electricidad	13
3.3 Plan de obras de generación	15
3.4 Precios y disponibilidad de combustibles	17
3.5 Costos de inversión y operación.....	20
3.6 Colocación de energía.....	22
3.7 Niveles de emisión de CO ₂	23
4 DEMANDA DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA	25
4.1 Capacidad instalada en base a gas natural.....	25
4.2 Colocación histórica del gas natural	26
4.3 Desarrollos para incrementar capacidad de generación	27
4.4 Proyectos con evaluación ambiental aprobada.....	27
5 CAPACIDAD DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL	29
5.1 Capacidad y suficiencia de la infraestructura.....	29
5.1.1 Terminales de regasificación de GNL.....	29
5.1.2 Gasoductos.....	30
5.2 Disponibilidad y confiabilidad.....	32
6 PROYECCIONES DE LARGO PLAZO	34
6.1 Definición de Escenarios	34
6.1.1 Escenario A: Transición Acelerada.....	34
6.1.2 Escenario B: Transición Rápida.....	35
6.1.3 Escenario C: Transición Desacelerada.....	35
6.1.4 Resumen Escenarios	36
6.2 Análisis de Resultados.....	37
6.2.1 Generación de energía del SEN	37
6.2.2 Colocación GN	39
6.2.3 Demanda de Gas Natural para generación eléctrica	40

6.2.4	Costos marginales.....	42
6.2.5	Costo de Operación del SEN.....	43
6.2.6	Niveles de emisión de CO ₂	46
6.2.7	Curva de demanda neta.....	47
6.2.8	Flujo HVDC Kimal-Lo Aguirre.....	49
7	CONCLUSIONES.....	51
7.1	Infraestructura Existente.....	51
7.2	Desempeño del Sistema Eléctrico.....	52
7.3	Aspectos Económicos.....	53
7.4	Aspectos Medioambientales	54

RESUMEN EJECUTIVO

Según datos de Global Energy Monitor¹, el fuerte aumento del parque generador a carbón en China durante el año 2020 compensó el retroceso del carbón en el resto del mundo, lo que constituye el primer aumento en capacidad mundial de carbón desde 2015. En 2020 se retiró un récord de 37,8 GW de plantas de carbón, liderado por EE.UU. con 11,3 GW y EU27 con 10,1 GW, pero estos retiros fueron eclipsados por los 38,4 GW de nuevas plantas de carbón en China, que instaló el 76% de las nuevas plantas de carbón del mundo, lo cual redundó en un aumento neto de 12,5 GW a nivel mundial.

A nivel local, el sector eléctrico de Chile avanza rápidamente en la transformación de su matriz con decisiones y definiciones que se han ido adoptando a gran velocidad, superando con creces lo que cualquier proyección o planificador pudo prever.

Al inicio de la presente década Chile ya cuenta con más de un 20% de energía renovable variable, en adelante ERV, y se encuentra en plena ejecución un programa de retiro de centrales a carbón que tiene como objetivo alcanzar el cese de la operación de 5.000 MW antes del año 2040. Las cifras y resultados alcanzados durante la última década son contundentes, al comprobar -por ejemplo- que la meta de energía renovable no convencional igual al 20% se cumplió el año 2020, 5 años antes del plazo permitido, y que el acuerdo público-privado para descarbonizar la matriz eléctrica ha sido actualizado sucesivamente mediante diversos adelantos en el retiro de las plantas que forman parte del programa.

El estudio **“Gas Natural: Insumo clave para el retiro del carbón de la matriz eléctrica de Chile”**, tiene como principal objetivo proyectar el uso del GN y el rol que tendrá dentro de la matriz eléctrica, para así poder proponer los pasos y acciones necesarias para habilitar al GN como recurso clave en la transición energética de Chile.

El parque generador actual posee una capacidad instalada total igual a 28 GW, de los cuales 5,0 GW utilizan GN (3,8 GW - Ciclo Combinado, y 1,2 GW - Ciclo Abierto). Durante la última década, la máxima producción se alcanzó durante el año 2019 (14,1 TWh/año), mientras que la producción mínima se alcanzó el año 2014 (10,0 TWh/año). Durante 2020, el GN representó el 18% de la producción total.

Los terminales de regasificación construidos en las bahías de Mejillones y Quintero, hacia fines de la primera década del siglo XXI, representan una importante capacidad de regasificación, ícono de la seguridad energética, y que actualmente totalizan 20,5 MMm³/día de regasificación equivalentes a 4.100 MW de capacidad de generación eléctrica.

La red de gasoductos que interconecta los terminales de regasificación con los principales polos de consumo nacional y los gasoductos binacionales que cruzan la frontera hacia Argentina, suman aproximadamente 3.500 km de extensión, con capacidades que están adecuadamente dimensionadas para los requerimientos que se atienden en los distintos tipos de uso del GN.

¹ *Boom and Bust 2021, tracking the global coal plant pipeline*, Global Energy Monitor et al. Disponible online en https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2021/04/BoomAndBust_2021_final.pdf

Tanto los terminales de regasificación como la red de gasoductos existentes -producto de los altos estándares de diseño, construcción, operación y mantenimiento que se aplican en la industria- presentan altos índices de disponibilidad.

En conclusión, Chile cuenta con infraestructura de GN suficiente y de alta confiabilidad, lo cual permite tomar decisiones respecto al proceso de descarbonización, pues ésta aporta seguridad, resiliencia y puede garantizar el suministro de GN para generación eléctrica.

De acuerdo a la proyección realizada, es posible afirmar que el tránsito desde las horas diurnas a las horas nocturnas presentará crecientes exigencias (rampa solar) en la gestión global-local del parque generador. Este requerimiento se proyecta que crecerá fuertemente hacia el año 2030 y 2035, ya que mientras en la actualidad se deben gestionar rampas (pérdida de producción solar) del orden de 1,9 GW/hora, hacia el año 2030 y 2035 éstas alcanzarían los 3,6 GW/hora y 4,0 GW/hora, respectivamente. Lo anterior redundaría en desafíos técnicos (revisión de prácticas, procesos y herramientas) y económicos (nuevas regulaciones, incentivos, cobertura de costos), que impulsarán la revisión y cambios de diversa índole, que incluso podrían conducir a un rediseño del mercado eléctrico.

Adicionalmente, se debe considerar que la transformación de la matriz eléctrica podría venir acompañada de una degradación en la calidad y seguridad de la red eléctrica, en tanto no se incorpore mayor infraestructura o se realicen adecuaciones tecnológicas al parque ERV actual y proyectado.

Afortunadamente, la presencia de generación en base a GN proveerá parte importante de la flexibilidad requerida para la gestión de la variabilidad ERV. En particular, las centrales de Ciclo Combinado serán un soporte clave para dicha gestión pues poseen elevados estándares de desempeño para actuar como complemento a las ERV. Luego, en esta tecnología descansará parte importante del desempeño del sistema eléctrico.

Pero el aporte y esfuerzo anterior, vendrá acompañado de un nuevo régimen de operación -cíclico (día/noche)- para el parque generador en base a GN, lo cual hará aparecer costos por concepto de arranque, detención, aumento de horas equivalente de operación o adelanto en los ciclos de mantenimiento, materias que deben ser abordadas con herramientas regulatorias que viabilicen la operación de esta infraestructura durante -al menos- las próximas dos décadas.

Por lo tanto, para asegurar el proceso de descarbonización -cualquiera sea la velocidad de éste- se deben promover y aplicar reglas que permitan viabilizar y prolongar la operación de la infraestructura de GN para generación eléctrica.

Los principales efectos -técnicos y económicos- del proceso de descarbonización de la matriz eléctrica se comenzarán a evidenciar a partir del año 2025 en adelante, y ya hacia el año 2027 la colocación de GN debería igualar o superar la colocación de producción en base a carbón.

En el escenario más optimista² (Escenario A, Condición Seca), la colocación de GN para generación eléctrica podría situarse en el rango 8-9 TWh/año durante el período 2021-2023, y aumentar a 13

² Para realizar el estudio se definen 3 escenarios, los cuales se diferencian entre sí principalmente por 3 factores: el plan de descarbonización, la inserción solar y eólica (plan de obras) y la fecha de puesta en marcha del enlace HVDC Kimal-Lo Aguirre.

TWh/año durante el período 2027-2029, lo cual representa la cota máxima de colocación para los supuestos utilizados.

Los costos marginales aumentan gradualmente hacia 2030, para luego descender a partir del ingreso de la Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, pero no se observan alzas bruscas que hagan aumentar dichos costos en algún múltiplo.

El escenario de Transición Acelerada (A) es el que presenta mayor costo medio de operación para la presente década (5,0 USD/MWh), mientras que el escenario de Transición Desacelerada (C) es el que presenta mayor costo medio de operación para la próxima década (2,4 USD/MWh) producto de una incorporación menos intensiva de ERV para este escenario. En todos los escenarios, el bajo nivel de costos medios de operación está explicado por la menor colocación total de generación térmica y la alta inserción de producción ERV. Sin perjuicio de lo anterior, menores costos medios de operación no deben llevar a concluir -en forma directa- o proyectar menores tarifas a cliente final.

De acuerdo con las proyecciones realizadas, durante la próxima década las emisiones totales de CO₂ caen -en promedio- aproximadamente al 34% de lo proyectado para el año 2021 en los escenarios de Transición Acelerada (A) y Transición Rápida (B). Para el escenario de Transición Desacelerada (C), durante la próxima década las emisiones de CO₂ caen -en promedio- al 51% de la base proyectada para el año 2021.

Por lo tanto, una vez que culmine el retiro completo del parque a carbón y se incorpore el proyecto Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, el gran volumen de ERV y la base de GN formarán un mix virtuoso que permitirá reducir las emisiones de CO₂ que se generan en nuestra matriz eléctrica –a la mitad o incluso a cerca de un tercio- durante la próxima década. Lo anterior no significa que un calendario de retiro de plantas a carbón en fechas más tempranas (por ejemplo, al año 2025), por sí solo, pueda reducir el nivel de emisiones de CO₂.

En particular, el Escenario A supone el plan de descarbonización más acelerado, el cual culmina el año 2030, con una inserción solar y eólica referencial, y la puesta en servicio del enlace HVDC al año 2029. Para más detalles consultar la sección 6.1 “Definición de Escenarios” del presente informe.

1 DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Abreviatura	Definición
AGN	Asociación de Empresas de Gas Natural
CA	Ciclo Abierto
CC	Ciclo Combinado
Comisión o CNE	Comisión Nacional de Energía
Coordinador o CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
GN	Gas Natural
GNL	Gas Natural Licuado
ERV	Energías Renovables Variables
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ITD	Informe Técnico Definitivo
MM\$	Millones de pesos chilenos
MMUSD	Millones de dólares de los EE.UU. de Norteamérica
PELP	Planificación Energética de Largo Plazo
PET	Plan de Expansión Anual de la Transmisión
PNCP	Precios de Nudo de Corto Plazo
RCA	Resolución de Calificación Ambiental
SEN	Sistema Eléctrico Nacional

2 INTRODUCCIÓN

2.1 Contexto global

El sector energético vive un ciclo de múltiples cambios y transformaciones a nivel global. El Acuerdo de París aprobado en 2015 aspira a reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático manteniendo el aumento global de la temperatura durante este siglo muy por debajo de 2 grados Celsius con respecto a los niveles preindustriales, lo cual está fuertemente ligado a reducir la generación eléctrica en base a combustibles fósiles, particularmente a carbón.

Según datos de Global Energy Monitor³, el fuerte aumento en el desarrollo de plantas de carbón en China durante el año 2020 compensó el retroceso del carbón en el resto del mundo, lo que resultó en el primer aumento en la capacidad mundial de carbón desde 2015. En efecto, en 2020 se retiraron un récord de 37,8 GW de plantas de carbón, liderado por EE.UU. con 11,3 GW y EU27 con 10,1 GW (ver Figura 1), pero estos retiros fueron eclipsados por los 38,4 GW de nuevas plantas de carbón de China, que encargó el 76% de las nuevas plantas de carbón del mundo, lo que impulsó un aumento neto de 12,5 GW en el parque mundial de carbón en 2020.

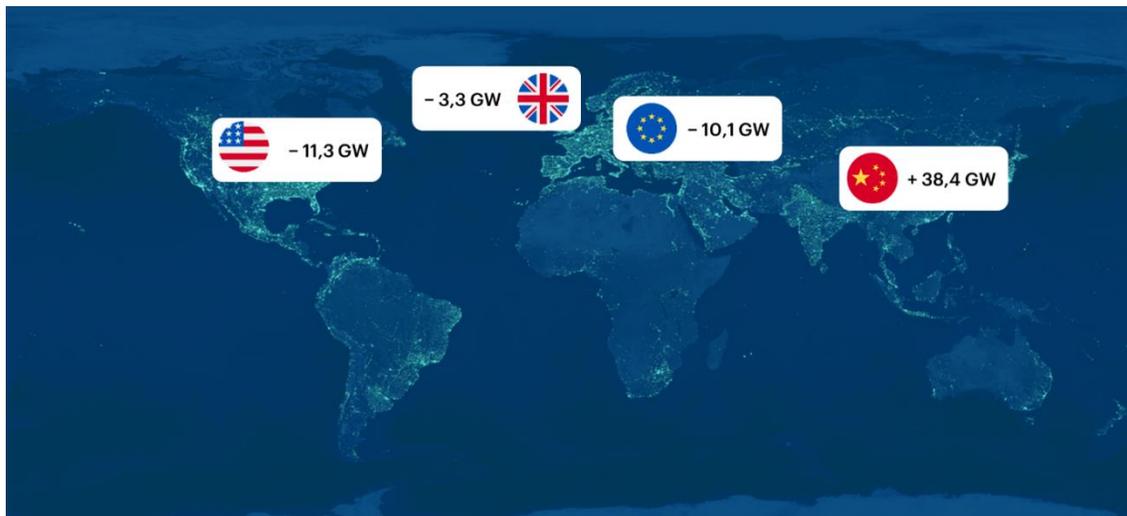


Figura 1 Países y regiones con mayor retiro (EE.UU., Reino Unido, EU 27) e incorporación (China) de centrales a carbón en 2020

Fuera de China, la mayoría de los países ha estado reduciendo sus planes de carbón, lo que ha llevado a que la capacidad mundial de energía del carbón fuera de China disminuya desde 2019 (ver Figura 2), tendencia que se aceleró en 2020 ya que la flota mundial disminuyó en su tasa más alta hasta la fecha con 17,2 GW.

³ *Boom and Bust 2021, tracking the global coal plant pipeline*, Global Energy Monitor et al. Disponible online en https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2021/04/BoomAndBust_2021_final.pdf

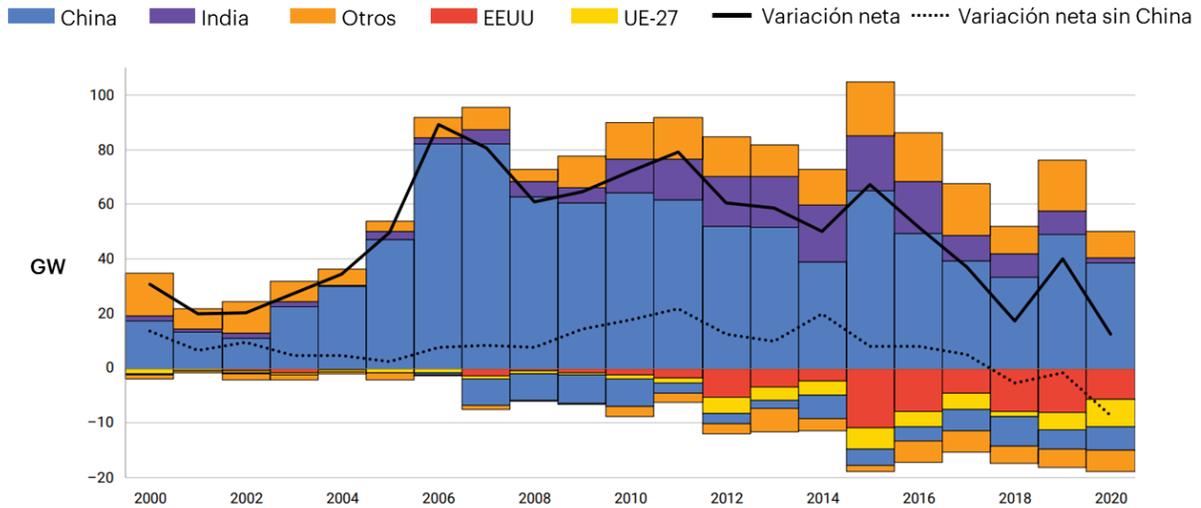


Figura 2 Puesta en servicio y retiro de carbón, y cambio neto, 2000-2020 (GW)

La capacidad total de energía de carbón en desarrollo (anunciada, previa al permiso, permitida y en etapas de construcción) aumentó ligeramente de 501,3 GW en 2019 a 503,1 GW en 2020, revirtiendo una tendencia de caídas anuales desde 2015, cuando esta cifra se situó en 1.480,4 GW.

Por su parte, América Latina tenía 4,2 GW de energía de carbón en desarrollo en 2020, lo mismo que en 2019, sin embargo, muchos de estos proyectos han estado luchando por obtener financiamiento durante años y hay una disminución a largo plazo del 59%, desde los 10,1 GW que estaba en desarrollo en 2015.

2.2 Contexto local

A nivel local, el sector eléctrico de Chile avanza rápidamente en la transformación de su matriz con decisiones y definiciones que se han ido adoptando a gran velocidad, superando con creces lo que cualquier proyección o planificador pudo prever.

Mientras que al inicio de la década pasada fue una importante base termoeléctrica -en base a centrales a carbón y gas natural (GN) regasificado- la que permitió dejar atrás la crisis del GN argentino y eliminar los riesgos de déficit de suministro eléctrico, al inicio de la presente década el país ya cuenta con más de un 20% de energía renovable variable, en adelante ERV, y se encuentra en plena ejecución un programa de retiro de centrales a carbón que tiene como objetivo alcanzar el cese de la operación de 5.000 MW antes del año 2040.

Las cifras y resultados alcanzados durante la última década son contundentes, al comprobar -por ejemplo- que la meta de energía renovable no convencional igual al 20% se cumplió el año 2020, 5 años antes del plazo permitido, y que el acuerdo público-privado para descarbonizar la matriz eléctrica ha sido actualizado sucesivamente mediante diversos adelantos en el retiro de las plantas que forman parte del programa. A lo anterior se suma la iniciativa parlamentaria de anticipar el retiro del parque a carbón a fines del año 2025, a lo cual se agrega el reciente anuncio de la autoridad para elaborar un proyecto de ley que fije una nueva meta para la energía renovable no convencional, igual al 40% hacia el año 2030.

Chile avanza en este proceso, sin poseer una cartera de recursos o infraestructura -diversa y abundante-comparable con los países o economías que avanzan en procesos similares.

Frecuentemente se cita el estado de California en EE.UU. como una referencia a examinar, pero dicho proceso no ha estado exento de dificultades ni contratiempos, pues ha avanzado aceleradamente en incorporar ERV de origen solar, al mismo tiempo que se ha avanzado en el retiro de las plantas generadoras a GN, apoyado en importaciones netas desde los estados vecinos y en la expectativa de una incorporación rápida de soluciones de almacenamiento, pero durante el verano de 2020 el sistema eléctrico de California debió enfrentar un programa de cortes de suministro debido a factores adversos concurrentes que configuraron una condición límite.

La Asociación de Empresas de Gas Natural (A.G. AGN) es una organización gremial formada para fomentar el desarrollo de la industria del GN en Chile, promover el uso de este recurso energético en nuestro país, y ser el vínculo entre el sector privado y las autoridades, y que representa a las empresas presentes en los distintos segmentos de la cadena de suministro del GN. Como es habitual en su quehacer, realiza el monitoreo y seguimiento a la evolución del mercado eléctrico, debido a que éste utiliza grandes volúmenes de GN, y es el mercado en donde se proyectan las más importantes transformaciones para las próximas décadas.

A partir de lo anterior, AGN le ha solicitado a energíE desarrollar un estudio que permita proyectar el uso de GN para generación eléctrica durante las próximas 2 décadas, y cómo éste se relaciona con la reducción de emisiones, la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, y la gestión de las ERV.

2.3 Objetivo

El estudio “Gas Natural: Insumo clave para el retiro del carbón de la matriz eléctrica de Chile”, tiene como principal objetivo proyectar el uso del GN y el rol que tendrá dentro de la matriz eléctrica, para así poder proponer los pasos y acciones necesarias para habilitar al GN como recurso clave en la transición energética de Chile.

Adicionalmente, se busca identificar las características del parque generador eléctrico que utiliza GN y, en base a los escenarios y proyecciones de uso para generación eléctrica, determinar la suficiencia de la infraestructura existente y acaso ésta requiere ser ampliada mediante inversiones adicionales en el caso de enfrentar un plan acelerado de retiro de centrales a carbón.

2.4 Alcance y Metodología

En una primera etapa, se analiza la operación esperada del sistema eléctrico, utilizando como línea base la proyección más reciente de la autoridad para los próximos 20 años, con foco en la proyección de demanda de energía y potencia; los costos y disponibilidad de combustibles para generación eléctrica; el programa de obras de generación-transmisión (en construcción y futuras); y el calendario de cierre de centrales a carbón; analizando para al menos 2 condiciones hidrológicas variables relevantes tales como producción y colocación de GN y principales tecnologías; proyección de Costos Marginales; y niveles de emisión de CO₂ proyectados.

Posteriormente se identifican los requerimientos y necesidades de GN para generación eléctrica, en base a: la identificación y cuantificación de la capacidad instalada de generación en base a GN, con su

proyección de uso u operación; la identificación de proyectos que podrían desarrollarse –o ampliarse– para incrementar la capacidad instalada de generación eléctrica, por ejemplo, incluyendo cierre de Ciclos Abiertos o conversión de unidades diésel; la elaboración de catastro de proyectos de generación eléctrica en base a GN que se encuentran en evaluación ambiental o con RCA aprobada; entre otros.

Asimismo, se identifica la capacidad de suministro y transporte de la infraestructura existente, en particular, los gasoductos binacionales Chile–Argentina y terminales de Regasificación, a través del: Análisis de suficiencia de la infraestructura existente para el abastecimiento de la demanda actual y proyectada; Análisis de necesidades y alternativas de inversión en ampliación de infraestructura, para viabilizar el suministro de la demanda de GN proyectada para generación eléctrica; Análisis de confiabilidad que presenta la infraestructura –crítica– existente; y en caso de ser necesario examinar e identificar los criterios y principales variables de decisión para la expansión óptima de infraestructura de GN, en base a nuevos gasoductos, terminales de regasificación, o una combinación de ambos.

Finalmente, se desarrolla la proyección para la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) utilizando el Modelo OSE 2000⁴, en base a diferentes escenarios que combinan variables tales como:

- 1) Calendario de cierre de centrales térmicas de carbón con mayor intensidad que el Plan de Descarbonización vigente;
- 2) Fecha de entrada en operación y atraso de línea de transmisión HVDC Kimal-Lo Aguirre.
- 3) Velocidad de inserción de proyectos ERV y almacenamiento tipo BESS y CSP.

⁴ Se utiliza este modelo de operación de sistemas hidrotérmicos ya que es el usado históricamente en diversos procesos de la Comisión Nacional de Energía y por ende las bases de cálculo del SEN se encuentra públicas. Este modelo utiliza un método de optimización-simulación conocido como programación dual, el cual permite simular la operación del sistema eléctrico en su conjunto, determinando el despacho de todas las unidades generadoras y los costos marginales de energía esperados, entre otras variables de interés.

3 LEVANTAMIENTO DE LÍNEA BASE

3.1 Definición de línea base

El caso base se define a partir del Plan de Expansión de la Transmisión (“PET 2019”), elaborado por la CNE, el cual considera el Informe de Actualización de Antecedentes 2019 (“IAA 2019”) de la Planificación Energética de Largo Plazo 2018-2022 (“PELP 2018-2022” o “PELP”), elaborado por el Ministerio de Energía.

La PELP establece 5 escenarios energéticos (A, B, C, D, E), con los cuales se construyen los 5 escenarios de generación para la planificación de la transmisión, a partir de los siguientes factores:

- 1) Disposición social para proyectos: Factor que se relaciona con la dificultad para llevar a cabo proyectos de generación eléctrica en ciertas zonas del país.
- 2) Demanda energética: Factor que considera los principales determinantes de largo plazo de la demanda energética, entre los que se encuentran la climatización eléctrica, electro-movilidad, eficiencia energética y crecimiento económico.
- 3) Cambios tecnológicos en almacenamiento en batería: Factor que considera el desarrollo y costo de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica en baterías de litio.
- 4) Costos de externalidades ambientales: Factor que considera las externalidades ambientales y el costo internalizado que el sector energético tendrá en el largo plazo, donde se han considerado tanto las emisiones locales como globales.
- 5) Costos de inversión de tecnologías renovables: Factor que se relaciona con el costo de inversión que algunas de las tecnologías renovables tendrán en el futuro, en particular la eólica y solar.
- 6) Precio de combustibles fósiles: Factor que se relaciona con los precios de los combustibles fósiles utilizados para la generación eléctrica, en particular, los del GN, considerando que antes del año 2040 se realizaría el retiro de todas las unidades generadores a carbón del SEN.

La Tabla 1 describe el escenario utilizado como línea base para este estudio, el cual corresponde al escenario A de la PELP. Este considera un bajo sobre costo para proyectos de generación en algunas zonas del sur del país (se internaliza oposición social) y una alta intensidad en retiro del carbón. Además, la proyección de demanda eléctrica es baja y los precios de los combustibles fósiles poseen un valor medio. Las baterías comienzan a ingresar al SEN a partir del año 2033.

En este escenario se tiene un impuesto fijo al CO₂ de 5 USD/Ton. Asimismo, existe un importante desarrollo de tecnologías renovables eólicas y solares fotovoltaicas a partir del año 2021, que se debe al bajo costo de inversión proyectado. Este escenario es consistente con la actual situación mundial, en la que se espera una recesión durante los próximos años por efecto de la pandemia, por lo cual se estima que una proyección de demanda baja es el escenario más probable. Por último, se destaca que este escenario tiene un horizonte de 15 años, es decir desde el año 2021 al 2035.

Factor	Escenario A
1. Disposición social para proyectos. (Intensidad de retiro de centrales a carbón)	+ Costo y con carbón CCS (Alta)
2. Demanda energética	Baja
3. Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías	Alto
4. Costos de externalidades ambientales (impuesto CO ₂)	Actual
5. Costos de inversión de tecnologías renovables	Bajo
6. Precio de combustibles fósiles	Medio

Tabla 1 Aspectos Relevantes del Escenario Base seleccionado para el estudio

3.2 Demanda de electricidad

La proyección de demanda se construye en base a las proyecciones del ITD Precio de Nudo y la PELP. Para el período comprendido entre los años 2019-2029, se considera una proyección de demanda construida a partir del ITD Precio de Nudo semestre 2019-01. Luego, para el periodo comprendido entre los años 2030 y 2035, se utiliza la proyección de demanda de la PELP.

La PELP establece las tres tendencias de demanda energética (Baja, Media, Alta) que se presentan en la Figura 3, las cuales se construyen en base a los siguientes factores:

1. Crecimiento económico
2. Eficiencia energética
3. Electromovilidad
4. Climatización
5. Generación distribuida

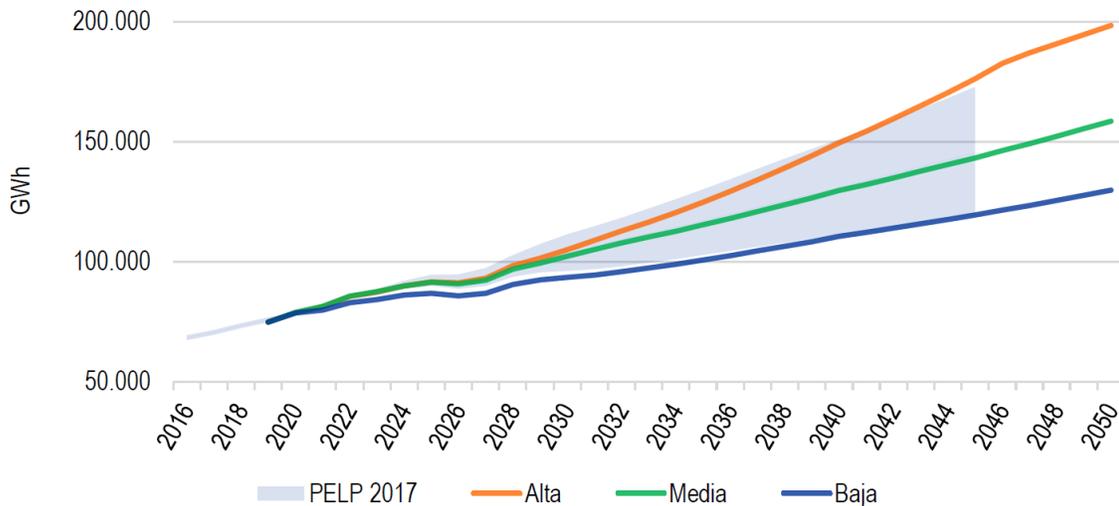


Figura 3 Proyección de demanda eléctrica para el periodo 2019-2050 (Fuente: PELP)

La Tabla 2 muestra el resumen de medidas consideradas en la proyección de demanda de electricidad, donde se detallan los factores de la PELP mencionados anteriormente.

Medida		Tendencia
Crecimiento económico		Bajo: 2% de crecimiento a 2035
Eficiencia energética		Alta: 7% de ahorro en demanda a 2035
Electromovilidad	Particulares	17% a 2050
	Taxis	17% a 2050
	Buses	0% a 2050 (0% a 2035)
Climatización	Calefacción eléctrica	Baja: 24% casas y 47% dptos. a 2035
	Aire acondicionado	24% entre regiones de Arica y Parinacota, y Valparaíso 17% resto de Chile
Generación distribuida	Residencial	580 MW instalados a 2035
	Comercial	1.700 MW instalados a 2035

Tabla 2 Resumen de medidas consideradas en la proyección de demanda energética

Entre los años 2020 y 2035 se prevé un aumento promedio de 2,5% anual tanto en energía como en potencia, resultando en un aumento total del 44% al año 2035. La Figura 4 muestra la proyección de demanda de electricidad para el periodo de estudio para las distintas zonas del sistema de transmisión. Las zonas Norte, Centro Norte, Centro y Sur corresponden al Sistema de Transmisión Nacional, mientras que las áreas A, B, C, D, E y F corresponden al Sistema de Transmisión Zonal. En este contexto, se tiene que:

- Zona A:** Comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Parinacota y Escondida del SEN
- Zona B:** Comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Diego de Almagro y Quillota del SEN
- Zona C:** Comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Quillota y Cerro Navia del SEN
- Zona D:** Comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Cerro Navia y Alto Jahuel del SEN
- Zona E:** Comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Alto Jahuel y Temuco del SEN

- f) **Zona F:** Comprende aquellas instalaciones que se encuentran interconectadas entre las subestaciones Temuco y Quellón del SEN

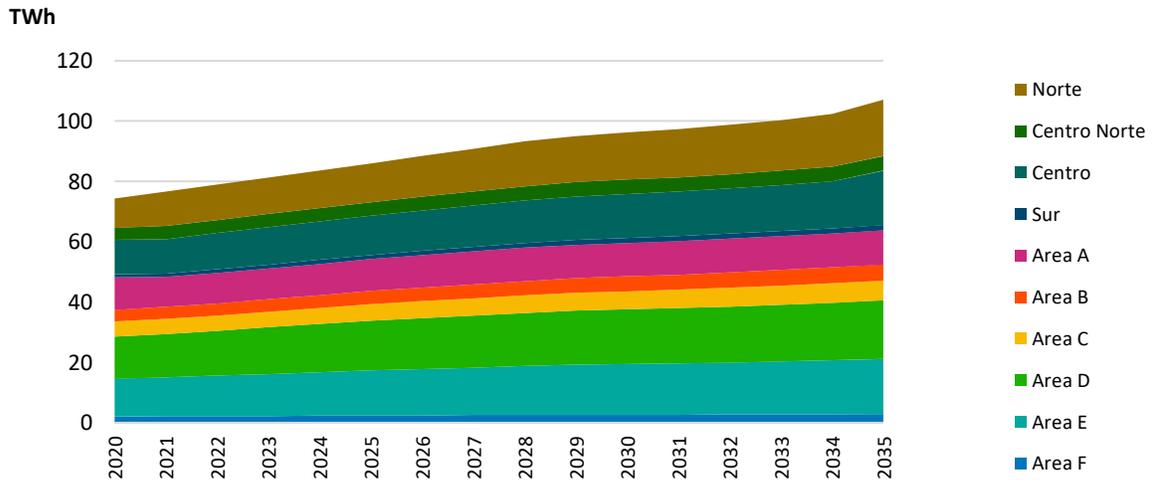


Figura 4 Proyección de demanda eléctrica entre los años 2020-2035

3.3 Plan de obras de generación

En el plan de obras de generación se considera el parque de generación existente (al año 2018), la fecha estimada de entrada en operación de los proyectos declarados en construcción, los proyectos comprometidos (según la RE CNE N° 171-2019), y los nuevos proyectos de generación que harán su ingreso al sistema, conforme los resultados de los escenarios de generación de la PELP. Se verifica el cumplimiento de la Ley N° 20.698 (cuota de 20% ERNC al 2025). La Tabla 3 muestra la capacidad instalada en el SEN -por tecnología- para el año 2018.

Además, se toma en consideración la distribución del parque de generación en las distintas barras del sistema, de acuerdo con los montos globales de generación por zona dispuestos en la PELP. Para lograr esto, se utilizan los siguientes criterios:

- Estado de los proyectos que a la fecha tienen puntos de conexión pendientes, otorgados previo a la ley N° 20.936.
- Propuesta anual de expansión de transmisión del CEN y sus complementos (año 2019).
- Antecedentes presentados por empresas, relativos a proyectos en estudio, cuando corresponda.
- Planes de expansión de la transmisión precedentes.

Tecnología	Capacidad (MW)
Biogás	20
Biomasa	483
Carbón	5,233
Cogeneración	26
Diésel TG	2,349
Eólica	1,621
Fuel oil	148
Geotérmica	45
GNL TG CA	606
GNL TG CC	3,064
Hidráulica Embalse	3,307
Hidráulica Pasada	2,983
Hidráulica Pasada <3MW	454
Motor Diésel	1,157
Motor GNL	20
Solar Fotovoltaico	2,355
Total	23,871

Tabla 3 Capacidad instalada de generación por tecnología en el año 2018

La Figura 5 a) muestra la capacidad instalada y su proyección anual hasta el año 2035 para el escenario 1 del PET 2019. La Figura 5 b) muestra la proyección de la capacidad instalada para el año 2030 de la PELP para los distintos escenarios. El escenario A se encuentra destacado, ya que posee las mismas características que el escenario 1 del PET 2019. En este contexto, al comparar la Figura 5 a) en el año 2030, se obtiene el mismo resultado que la Figura 5 b).

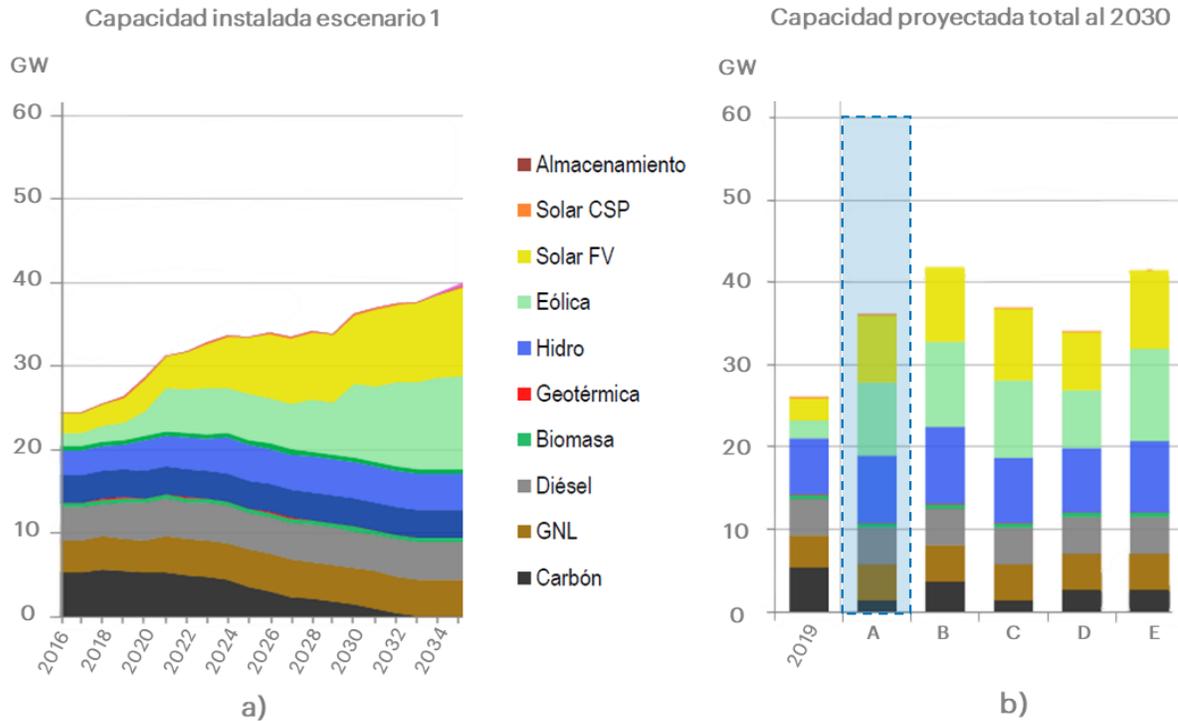


Figura 5 Plan de obras de generación con: a) Capacidad instalada escenario 1; b) Capacidad proyectada al 2030 para los distintos escenarios de la PELP

3.4 Precios y disponibilidad de combustibles

A continuación, se describen la disponibilidad, precios y proyecciones de precios para distintos combustibles, en particular se muestran proyecciones para el GNL, carbón y petróleo crudo.

La Figura 6 a) muestra el precio histórico del GNL (puesto en central) elaborado por energíE. El valor del precio histórico de la licuefacción, transporte y regasificación es estimado según:

$$\text{Precio Estimado GNL} = 115\% \text{ Henry Hub} + 4,62 \text{ USD/MMBtu}$$

La Figura 6 b) muestra el precio proyectado del GNL hasta el año 2035. Los datos del gráfico corresponden a dos fuentes: Hasta el año 2027 la proyección se basa en el Precio de Nudo de Corto Plazo semestre 2019-01, publicado en febrero de 2019. A su vez, este documento utiliza como fuente el reporte “Annual Energy Outlook (AEO) 2018” de la Energy Information Administration (EIA) de EE.UU. Luego, desde el año 2028 hasta el año 2035, la proyección se basa en las tasas de crecimiento de la PELP, la cual tiene un precio proyectado del GN entre 8,6 y 9,6 USD/MMBtu para el horizonte de análisis.

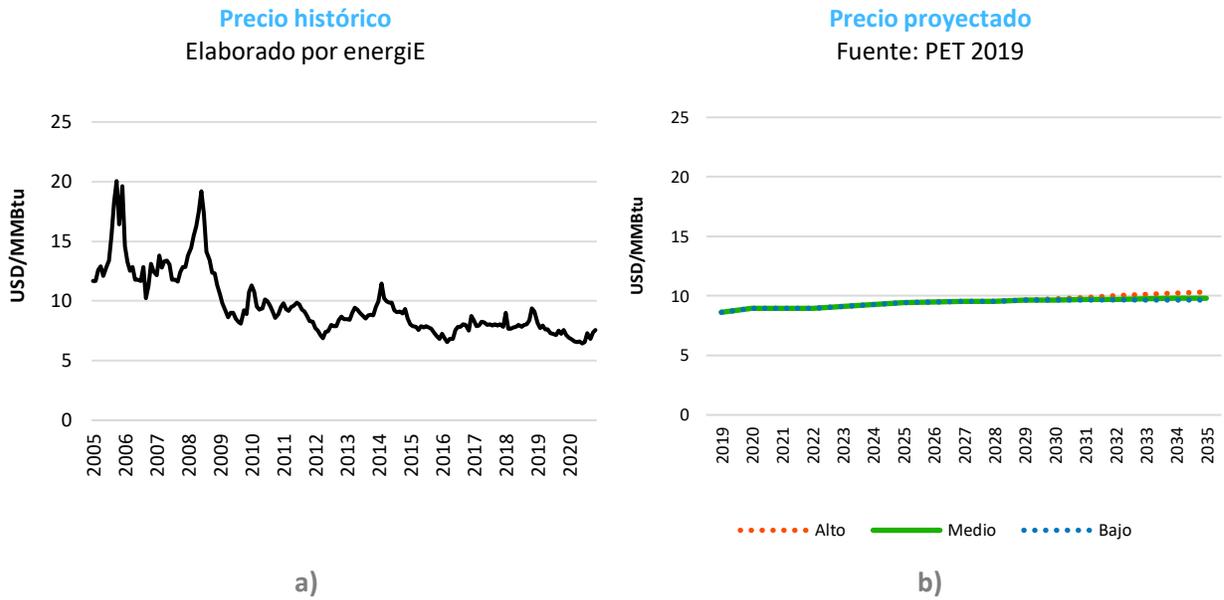


Figura 6 Precio del GNL (puesto en central) con: a) Precio histórico; b) Precio proyectado

La Figura 7 a) muestra el precio (de paridad) histórico del carbón estimado por energíE. El valor del precio histórico es estimado mediante:

$$\text{Estimación Carbón} = \text{FOB} + \text{Flete} + \text{Seguro} + \text{Mermas} + \text{Arancel} + \text{Aduanas} + \text{Descarga} + \text{Muestreo}$$

La Figura 7 b) muestra el precio proyectado del carbón hasta el año 2035. Al igual que para el caso del GNL, los datos del gráfico corresponden a dos fuentes. Hasta el año 2027 la proyección se basa en el Precio de Nudo de Corto Plazo semestre 2019-01, publicado en febrero de 2019. A su vez, este documento utiliza como fuente el informe “*Annual Energy Outlook (AEO) 2018*” de la EIA de EE.UU. Luego, desde el año 2028 hasta el año 2035, la proyección se extiende de acuerdo a las tasas de crecimiento de la PELP, la cual tiene un precio proyectado del carbón entre 85 y 87 USD/Ton, para el horizonte de análisis.

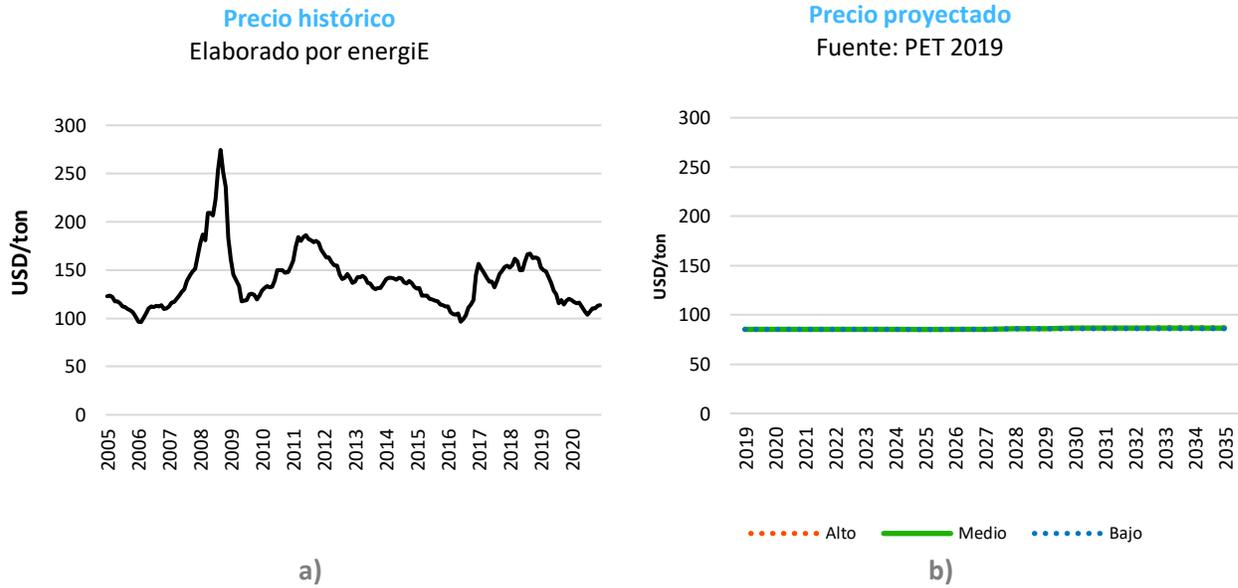


Figura 7 Precio (de paridad) del carbón con: a) Precio histórico; b) Precio proyectado

La Figura 8 a) muestra el precio histórico mensual del crudo WTI hasta el año 2020, cuyos datos se obtuvieron de la CNE. La Figura 8 b) muestra el precio proyectado del crudo WTI hasta el año 2035. Al igual que para el caso del GNL y carbón, los datos del gráfico corresponden a dos fuentes. Hasta el año 2027 la proyección se basa en el Precio de Nudo de Corto Plazo semestre 2019-01, publicado en febrero de 2019. A su vez, este documento utiliza como fuente el informe “Annual Energy Outlook (AEO) 2018” del Energy Information Administration (EIA) de EE. UU. Luego, desde el año 2028 hasta el año 2035, la proyección se extiende de acuerdo a las tasas de crecimiento de la PELP, la cual tiene un precio proyectado del carbón entre 58 y 107 USD/Ton, para el horizonte de análisis.

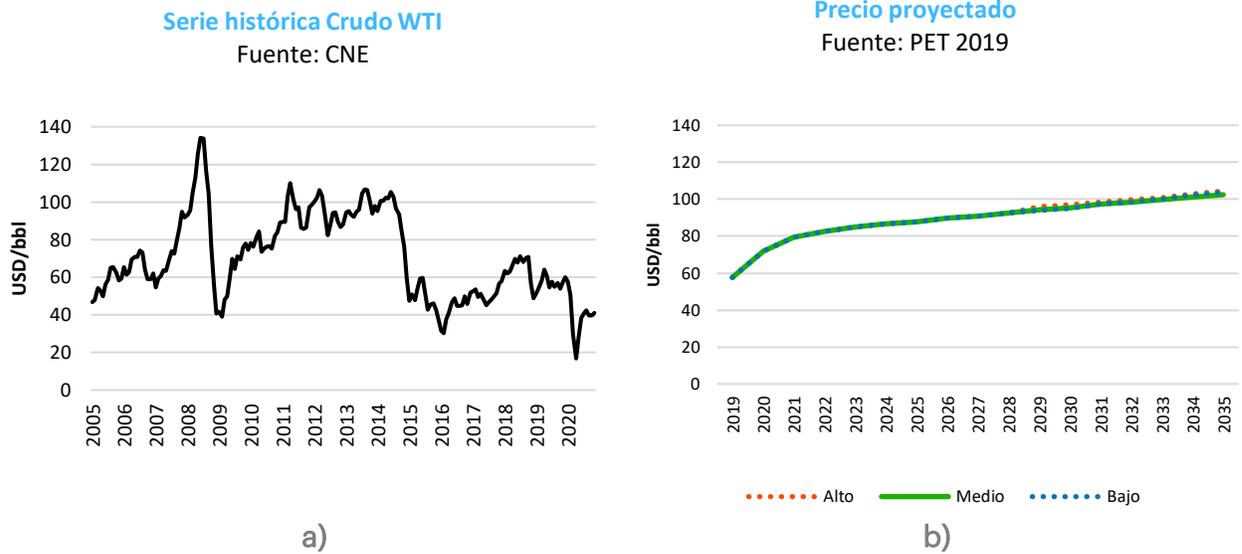


Figura 8 Precio del crudo WTI con: a) Precio histórico; b) Precio proyectado

3.5 Costos de inversión y operación

La Tabla 4 muestra los costos de inversión proyectados en generación para los distintos escenarios de la PELP al año 2050, donde además se indican las principales características de los escenarios y las respectivas inversiones para los periodos 2020-2030, 2031-2040 y 2041-2050. La tabla fue construida en base a los datos del IAA 2019 de la PELP. El escenario A se encuentra destacado, ya que corresponde al utilizado en el caso base del estudio.

Descripción de escenarios y partida de costos	Costos por escenario 2019-2050 (millones de dólares)				
	A	B	C	D	E
Intensidad de retiro de carbón	Alta	Baja	Alta	Media	Media
Nivel de demanda	Baja	Alta	Media	Baja	Alta
Costos de Inversión renovable	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
Precio de combustibles fósiles	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto
Inversión por periodo					
2020-2030	9.193	15.430	10.435	6.544	15.078
2031-2040	8.906	21.047	14.344	10.088	23.427
2041-2050	8.892	28.574	12.843	9.819	27.576
Inversión total generación	27.000	65.000	38.000	26.000	66.000

Tabla 4 Costos de inversión en generación para el periodo 2019-2050

En la Tabla 5 se muestran los promedios anuales de los costos de operación del sistema eléctrico para los distintos escenarios de la PELP, considerando una condición hidrológica media para los periodos 2020-2030, 2031-2040 y 2041-2050.

Periodo	Costo medio anual de operación por escenario (millones de dólares)				
	A	B	C	D	E
2020-2030	964	895	10.001	881	920
2031-2040	524	771	920	874	702
2041-2050	551	677	1.183	1.132	653

Tabla 5 Costo promedio anual de operación por escenario

La Figura 9 muestra los costos medios de operación del SEN para el año 2019. Los datos fueron obtenidos del Reporte de Desempeño del Sistema Eléctrico del año 2019 del CEN.



Figura 9 Costos medios de operación del SEN durante el año 2019

Luego, la Figura 10 muestra los costos medios, para el escenario 1 de la PET 2019, proyectados hasta el año 2035. Específicamente, se esperan costos medios de operación del SEN de 4,3 – 12,4 USD/MWh para el promedio de hidrologías simuladas. Además, se esperan costos medio entre 3,2 – 8,5 USD/MWh para la hidrología húmeda y entre 7,3 – 18,9 USD/MWh para la hidrología seca.

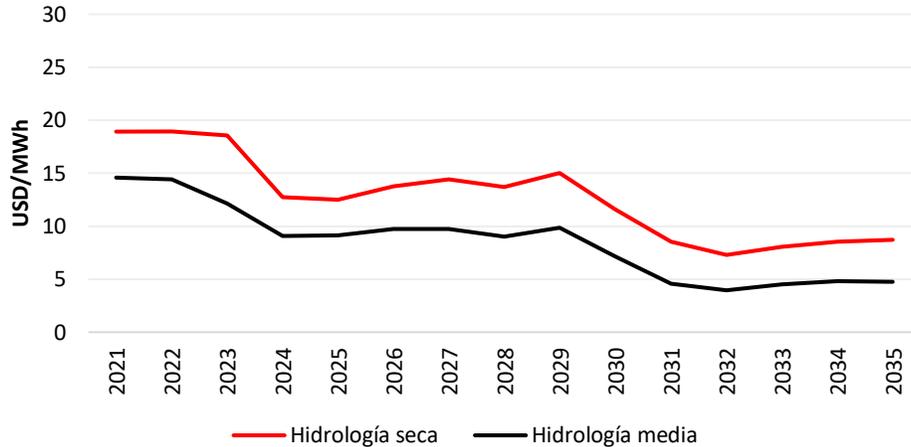


Figura 10 Costos medios de operación del SEN proyectados para el periodo 2021-2035

Las proyecciones de los costos marginales de energía se muestran en la Figura 11, donde se proyecta un aumento en la dispersión para los próximos años. En este contexto, para la hidrología seca se tiene que el costo marginal supera en varias oportunidades los 80 USD/MWh durante los meses de marzo y abril, mientras que, para las hidrologías húmeda y media, se tiene que entre octubre y enero el costo marginal cae bajo los 20 USD/MWh. Al calcular el costo marginal promedio anual (USD/MWh) para el año 2020 se obtienen valores de 35, 42 y 59 para las hidrologías húmeda, media y seca respectivamente, mientras que para el año 2035 se obtienen valores de 13, 21 y 45 para las mismas hidrologías respectivamente.

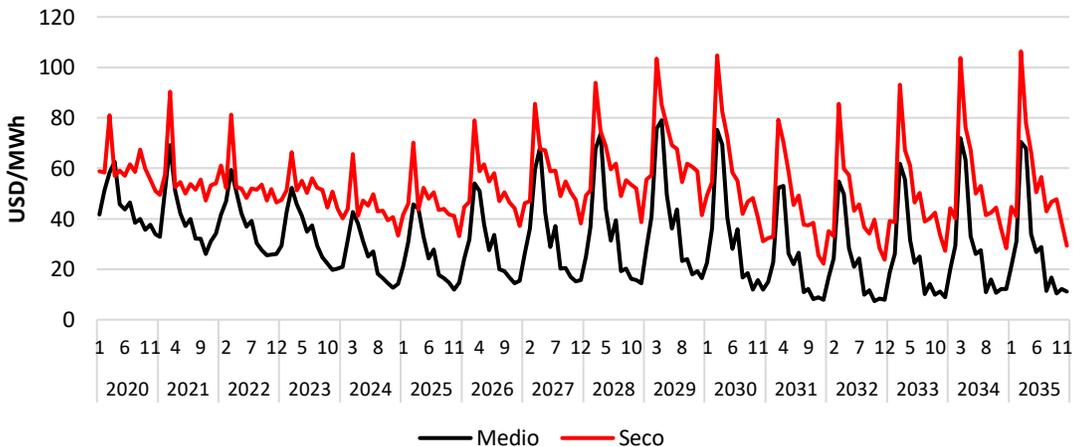


Figura 11 Costos marginales del SEN proyectados para el periodo 2020-2035

3.6 Colocación de energía

La Figura 12 muestra el registro histórico y la proyección de la generación eléctrica por tecnología desde el año 1996 hasta el 2035. En el año 2020 se generaron 13,7 TWh de energía en base a GN, lo que corresponde a un 17% del total anual generado en el SEN. Para el año 2021 la generación proyectada en

base a GN disminuye a 4 TWh⁵, que equivale al 5% de producción total. Otro hito importante para el año 2021 es el aumento de colocación de generación de Hidro Embalse, donde se aumenta de 9,4 TWh para el 2020 a 21,9 TWh para el 2021. Entre los años 2022 y 2024 se proyecta una generación anual para el GN que correspondería al 3% de la generación total del sistema. Para el periodo entre el 2024 y 2035 se pueden identificar 3 etapas. La primera etapa corresponde a los años 2024-2029 la generación de GN se triplica, superando los 8 TWh/año. La segunda etapa se identifica para los años 2029-2031, donde la generación en base a GN se reduce a la mitad, llegando al nivel del año 2021, es decir, 4 TWh/año. Por último, para los años 2031-2035 la generación de GN aumenta un 56%, alcanzando 6,7 TWh/año.

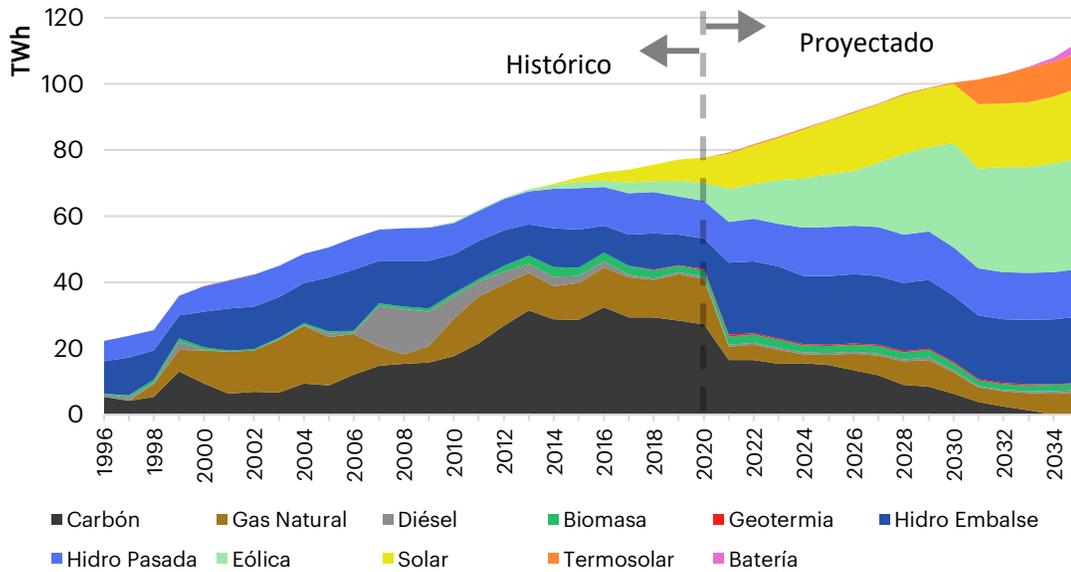


Figura 12 Registro histórico y proyección de la generación eléctrica

3.7 Niveles de emisión de CO2

La Figura 13 muestra las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) proyectadas al año 2035 para distintas hidrologías, en donde se tiene una tendencia a la baja. La dispersión hidrológica se reduce drásticamente, fundamentalmente porque la participación de la energía hidroeléctrica se prevé cada vez menos preponderante producto de la incorporación de nuevos proyectos.

⁵ Según datos de la CNE (<https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>), a abril 2021 la generación de GN+GNL es de 4,6 TWh.

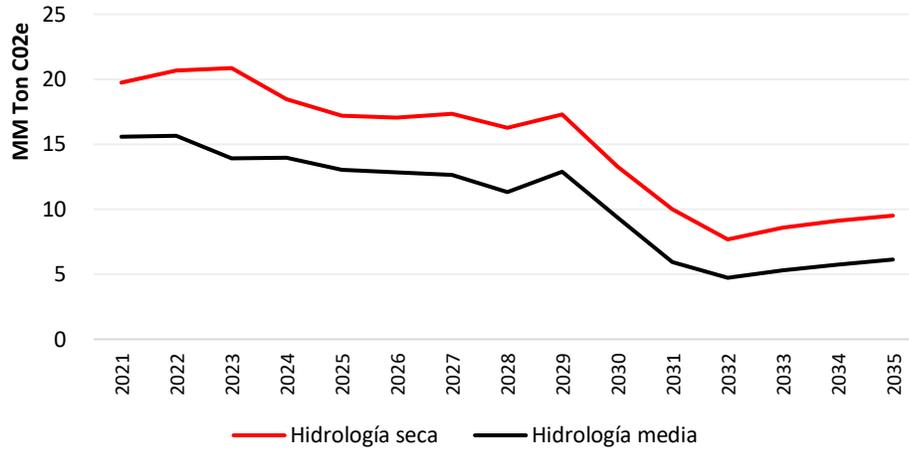


Figura 13 Proyección de emisiones de GEI para distintas hidrologías

4 DEMANDA DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

4.1 Capacidad instalada en base a gas natural

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) posee una capacidad instalada en base a GN de 5.001 MW, distribuida principalmente en 3 zonas del país. El detalle del parque generador en base a GN se muestra en la Tabla 6, donde se tiene que el 96% de la capacidad en base a GN del SEN se localiza en las zonas centro y norte del territorio nacional, específicamente en las regiones de Antofagasta, Valparaíso y Metropolitana. La capacidad instalada restante corresponde a 218 MW y está localizada en la región del Biobío.

De los 5.001 MW de capacidad instalada, 3.799 MW corresponden a centrales de GN con unidades de Ciclo Combinado (CC) y 1.202 MW en unidades de Ciclo Abierto (CA). La Tabla 6 también contiene información sobre el consumo a plena carga de cada central, por lo que, si todas las centrales operaran conjuntamente a plena carga, se estima que consumirían en torno a 32 MMm³/día de GN.

Zona	Central	Unidad	Tipo de unidad	Potencia neta [MW]	Consumo a plena carga [MMm ³ /día]
Norte	Atacama	Atacama CC1	CC	395,9	1,9
		Atacama CC2	CC	384,7	1,9
	Mejillones	CTM3	CC	237,3	1,1
	Kelar	Kelar	CC	521,7	2,3
	Taltal	Taltal U1	CA	116,0	0,8
		Taltal U2	CA	121,3	0,9
	Tocopilla	TG3	CA	36,2	0,3
		U16	CC	355,2	1,6
Subtotal CC				1.895	8,9
Subtotal CA				273	8,9
Subtotal Norte				2.168	17,8
Centro	Candelaria	Candelaria U1	CA	126,9	1,0
		Candelaria U2	CA	127,2	1,0
	Colmito	Colmito	CA	57,7	0,4
	Cordillera	Cordillera	CA	51,9	0,1
	Nehuenco	Nehuenco I	CC	361,4	1,7
		Nehuenco II	CC	405,6	1,8
	Nehuenco 9B	Nehuenco 9B	CA	92,0	0,7
	Nueva Renca	Nueva Renca	CC	370,1	1,8
	Quintero	Quintero U1	CA	127,1	1,0
		Quintero U2	CA	128,1	1,0
San Isidro	San Isidro I	CC	387,6	1,9	
	San Isidro II	CC	380,0	1,7	
Subtotal CC				1.905	8,8
Subtotal CA				711	5,1
Subtotal Centro				2.615	13,9
Sur	Coronel	Coronel	CA	45,1	0,3
	Newen	Newen	CA	14,5	0,1
	Yungay	Yungay 1	CA	52,4	N/A
		Yungay 2	CA	52,1	N/A
		Yungay 3	CA	53,5	N/A
Subtotal CC				0	0,0

Zona	Central	Unidad	Tipo de unidad	Potencia neta [MW]	Consumo a plena carga [MMm3/día]
Subtotal CA				218	0,4
Subtotal Sur				218	0,4
Total CC				3.799	17,7
Total CA				1.202	14,4
Total SEN				5.001	32,1

Tabla 6 Parque generador en base a GN

4.2 Colocación histórica del gas natural

La Figura 14 presenta la generación mensual de energía eléctrica en base a GN de distintas centrales durante la última década. Se observa que el GN ha colocado un promedio de 11,9 TWh/año de energía, alcanzando un máximo de 1.660 GWh/mes en abril 2020. Por otra parte, sumando las máximas generaciones históricas mensuales de cada central, se obtiene una generación -no coincidente- de 2.400 GWh/mes.

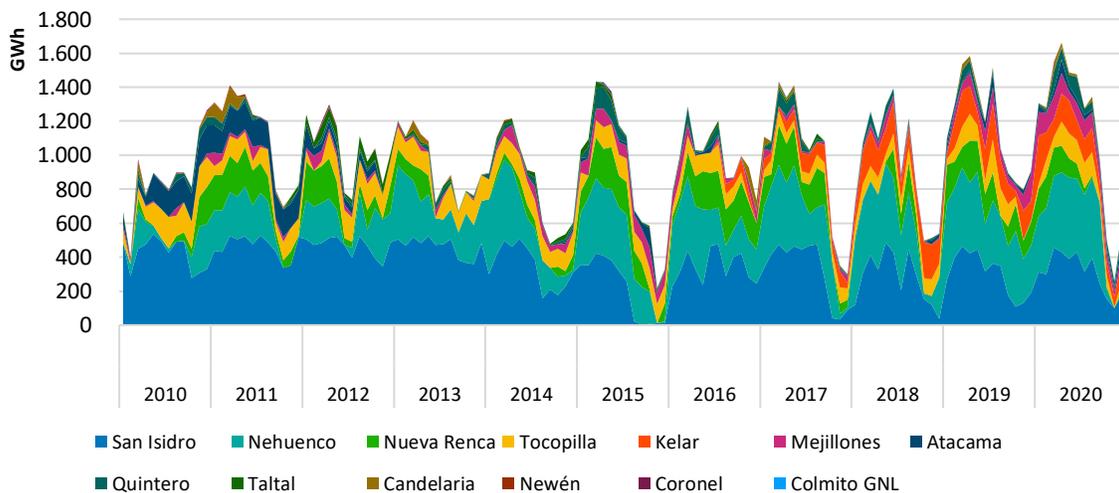


Figura 14 Colocación histórica de GN

En el año 2019 se produjeron 14,1 TWh/año, la máxima generación en base a GN registrada en la última década, mientras que la mínima fue el año 2014 donde se produjeron 10,0 TWh/año. Además, en la figura se ve como hay una marcada estacionalidad anual, con máximos observados en marzo, que caen gradualmente hasta noviembre. Las centrales que más han aportado (en el período analizado) son San Isidro, Neuenco, Nueva Renca y Tocopilla, con un 36%, 26%, 10% y 10% de la producción total respectivamente.

4.3 Desarrollos para incrementar capacidad de generación

Algunas de las centrales que operan con diésel pueden ser convertidas a centrales que operen con GN. Para identificar las posibles centrales que se pueden convertir a GN se consideraron múltiples factores, tales como la cercanía a los distintos gasoductos y la capacidad de sus unidades. La Tabla 7 muestra las centrales seleccionadas, en base a su tamaño y localización, donde se estima que casi 650 MW serían candidatas a una posible conversión de diésel a GN. Lo anterior representaría un aumento del 13% en la capacidad total de generación a GN. Si todas las centrales mostradas en la Tabla 7 operaran con GN durante 12 horas continuas a plena capacidad (a la misma potencia neta actual), consumirían del orden de 2,5 MMm³/día de GN. Esto representaría un aumento del 7,7% en el consumo total del parque generador a GN a plena carga, produciendo una generación extra en torno a 7,7 GWh/día de energía.

Zona	Empresa	Central	Potencia neta [MW]
Centro	G. Metropolitana	Los Vientos	131,9
Subtotal Centro			131,9
Sur	Los Guindos	Los Guindos 1	134,0
Sur	Los Guindos	Los Guindos 2	134,0
Sur	Colbún	Los Pinos	106,4
Sur	G. Metropolitana	Santa Lidia	140,9
Subtotal Sur			515,3
Total SEN			647,2

Tabla 7 Centrales diésel convertibles a GN

Si bien ninguno de los proyectos mostrados se encuentra en vías de desarrollo o posee RCA aprobado, la tabla muestra las centrales en las que es más factible hacer la conversión.

4.4 Proyectos con evaluación ambiental aprobada

Actualmente, existen varios proyectos que se encuentran con RCA aprobada en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA). La Tabla 8 muestra el detalle de los distintos proyectos de generación en base a GN, los cuales pueden incluir gasoductos, líneas de transmisión e incluso terminales de regasificación. Los proyectos con RCA aprobado suman un total de 2.330 MW de capacidad de generación eléctrica en base a GN, equivalente a una inversión cercana a 2.900 MMUSD. No obstante, a la fecha no se observan indicios de impulsar estos proyectos de generación desde la industria eléctrica.

Categoría	Titular	Nombre	Capacidad	Región	Fecha calificación	Inversión (MMUS\$)
Cierre del CA	Enel Generación Chile S.A.	Optimización del CC de Central Taltal	Ampliación de 240 a 370 MW	Antofagasta	19/01/2017	250
Terminal, Gasoducto y Central CC	Andes S.A.	Andes LNG	540 MW	Atacama	13/06/2019	650
Central CC	Cerro el Plomo S.A.	Central CC Los Rulos	540 MW	Valparaíso	10/03/2017	594
Gasoducto, Central CC y Línea Tx	Engie Energía Chile S.A.	Central CC Las Arcillas	480 MW	Ñuble	29/05/2018	400
Central CC y Sistema de Tx	GM Holdings S.A.	Central El Campesino	640 MW	Biobío	17/08/2016	804
Total			2.330 MW			2.898

Tabla 8 Proyectos de generación con RCA aprobada

5 CAPACIDAD DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL

5.1 Capacidad y suficiencia de la infraestructura

A continuación, se muestra la información recopilada para los terminales de regasificación de GNL y gasoductos de GN.

5.1.1 Terminales de regasificación de GNL

Actualmente, en el SEN hay dos terminales de regasificación de GNL activamente en operación, el terminal de Quintero y el terminal de Mejillones. La Tabla 9 muestra la capacidad de diseño de ambos terminales de regasificación. Por un lado, el terminal de regasificación de Mejillones se encuentra situado en la bahía de Mejillones, Región de Antofagasta. Su capacidad nominal de regasificación es de 5,5 MMm³ diarios de GN, lo que equivale aproximadamente a 1.100 MW de generación eléctrica (por 24 horas a carga base). El terminal posee un tanque de almacenamiento de GN licuado de 187.000 m³, lo que lo hace el más grande de Sudamérica. Desde el año 2019 el terminal cuenta con una bahía de carga con una capacidad de hasta 15 camiones cisterna al día. La bahía podría ampliarse tanto en capacidad, llegando hasta de 60 camiones al día, como en cantidad, pudiendo construirse hasta 3 nuevas bahías de carga. La disponibilidad comercial del terminal es de un 100% desde su entrada en operación, es decir, al momento no ha tenido fallas que impliquen una indisponibilidad en su suministro. Además, en 2019 el terminal regasificó 931 millones de Sm³ de GNL.

Terminal	Regasificación [MMm ³ /día]	Capacidad tanques [m ³ de GNL]
GNL Mejillones	5,5	187.000
GNL Quintero	15,0	2x160.000 + 14.000 = 334.000

Tabla 9 Capacidad de diseño de terminales de regasificación

Por otro lado, el terminal de Quintero, ubicado en la Región de Valparaíso, abastece la zona centro del país. Su capacidad de regasificación es de 15 MMm³ diarios de GN. El terminal posee una capacidad total de almacenamiento de 334.000 m³ de GNL, la cual se compone por dos tanques de 160.000 m³ y uno de 14.000 m³. El terminal de Quintero posee un promedio de 99,7% de disponibilidad y de 99,5% de confiabilidad desde su apertura. Se destaca también que la capacidad total del terminal está contratada por GNL Chile S.A. En 2019 se descargaron 4,15 MMm³ de GNL provenientes de 30 barcos y se despacharon 3.036 millones de Sm³@9.300 kcal de GN por gasoducto, distribuyendo GN al 64% de la zona central. En tanto, en 2019 el terminal tuvo un promedio de 35 camiones cisterna al día, llegando a entregar 561.000 m³ de GNL por este medio.

Actualmente, existen dos proyectos que involucran terminales de regasificación con RCA aprobada, los cuales se muestran en la Tabla 10. El primero corresponde a una ampliación del terminal de Mejillones, la cual consiste en amplificar la capacidad de regasificación de GNL del terminal de 5,5 a 10 MMm³/día. El segundo proyecto corresponde a un nuevo terminal marítimo de regasificación en la comuna de Talcahuano, Región del Biobío. Este proyecto tendría una capacidad de regasificación de GNL de 8,5 MMm³/día y una capacidad de almacenamiento de 100.000 m³. No obstante, al igual que para el caso de

los proyectos de generación en carpeta, desde la industria gasífera no se observan indicios de impulsar estos proyectos de suministro.

Categoría	Titular	Nombre	Capacidad	Región	Fecha calificación	Inversión (MMUS\$)
Ampliación del Terminal	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Ampliación Capacidad de Regasificación Terminal de GNLM	Ampliación de 5,5 a 10 MMm ³ /día	Antofagasta	25/07/2016	40
Nuevo Terminal Marítimo	Inversiones GNL Talcahuano SpA	Terminal Marítimo GNL Talcahuano	Regasificación: 8,5 MMm ³ /día Almacenamiento: 100.000 m ³ GNL	Biobío	04/08/2017	160

Tabla 10 Proyectos de terminales de regasificación con RCA aprobada

5.1.2 Gasoductos

Los gasoductos mostrados en esta sección corresponden a gasoductos ubicados dentro de las delimitaciones geográficas del SEN, es decir, se encuentran entre Arica y la Isla Grande de Chiloé, por lo que se excluyen los gasoductos ubicados en la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. Los gasoductos se encuentran concentrados en las mismas 3 zonas que el parque generador en base a GN, es decir, se tienen gasoductos en la zona norte, centro y centro-sur del país. Se destaca que existen gasoductos nacionales y binacionales que en total suman un largo aproximado de 3.500 km.

En la zona norte se ubican 3 gasoductos. Gas Atacama y Norandino, que corresponden a gasoductos binacionales, mientras que el gasoducto Taltal es un gasoducto nacional. El detalle de los distintos gasoductos se encuentra en la Tabla 11.

Gasoducto	Alcance	Inicio operaciones	Tramos		Diámetro [pulg.]	Capacidad [MMm ³ /día]	Longitud [km]
			Origen	Destino			
Gas Atacama	Internacional	jul-99	Cornejo (Salta, Argentina)	Paso de Jama (frontera)	20	5,4	530
			Paso de Jama (frontera)	Crucero	20	5,4	411
Norandino	Internacional	nov-99	Pichanal (Salta, Argentina)	Paso de Jama (frontera)	20	7,1	450
			Paso de Jama (frontera)	Crucero	20	7,1	260
			Crucero	Tocopilla	12	1,6	79
			Crucero	Quebrada Ordoñez	16	5,5	252
			Quebrada Ordoñez	Mejillones	16	3,9	35
			Quebrada Ordoñez	Coloso	16	1,6	104
Taltal	Nacional	dic-99	Mejillones	La Negra	16	2,4	89
			La Negra	Paposo (Taltal)	12 3/4	1,8	135

Tabla 11 Gasoductos zona norte

La Tabla 12 muestra el detalle de los gasoductos ubicados en la zona centro del país. Por el lado cordillerano, se tiene el gasoducto Gas Andes, cuyo trazado principal une el paso fronterizo Maipo con la ciudad de Santiago. Asimismo, por el lado costero se tiene el gasoducto Electrogas, cuyo trazado principal une el Terminal Quintero con San Bernardo.

Gasoducto	Alcance	Inicio operaciones	Tramos		Diámetro [pulg.]	Capacidad [MMm3/día]	Longitud [km]
			Origen	Destino			
Gas Andes	Internacional	ago-97	La Mora (Mendoza, Argentina)	Paso Maipo (frontera)	24	10,7	313
			Paso Maipo (frontera)	San Bernardo (City Gate II)	24	10,7	150
			Válvula 17	City Gate I	12	9	4
		ago-03	San Vicente	Caletones	20	5	N/A
Electrogas	Nacional	feb-98	San Bernardo	Maipú	30	15	12
			Maipú	Quillota	24	15	111
			121 línea principal	Est, Colmo	16	1,2	15
		2009	GNL Quintero	Quillota	24	15	N/A

Tabla 12 Gasoductos zona centro

En la zona centro-sur, existe un único gasoducto, el cual se encuentra detallado en la Tabla 13. El Gasoducto del Pacífico es un gasoducto binacional, ubicado en la Región del Biobío, cuyo trazado une la cordillera con la costa.

Gasoducto	Alcance	Inicio operaciones	Tramos		Diámetro [pulg.]	Capacidad [MMm3/día]	Longitud [km]
			Origen	Destino			
Gasoducto del Pacífico	Internacional	nov-99	Loma La Lata (Cullen, Argentina)	Paso Butamallín (frontera)	24	9,7	276
			Paso Butamallín (frontera)	Recinto	24	9,7	76
			Recinto	Las Mercedes	20	9,7	168
			Las Mercedes	Gasco y Petrox	20	6,7	17
			La Leonera	Coronel	12	2,1	28
			Paso Hondo	Nacimiento	10	1	73

Tabla 13 Gasoducto zona centro-sur

5.2 Disponibilidad y confiabilidad

Para caracterizar la disponibilidad y confiabilidad de los gasoductos nacionales y binacionales se han examinado referencias internacionales, en particular, organismos que poseen suficiente información como para que el cálculo estadístico de disponibilidad (tasa de falla promedio por kilómetro) sea un número confiable que represente la realidad.

Por ejemplo, la “*European Gas pipeline Incident data Group*” (EGIG) almacena datos de incidentes en los gasoductos de más de 17 operadores en distintos países de Europa, recolectando información de una red de casi 150.000 kilómetros de gasoductos. La Tabla 14 muestra la tasa de falla promedio al año por cada 1.000 kilómetros de gasoductos, para distintos organismos internacionales.

Gasoductos	Periodo	Tasa de falla promedio [fallas/año/1.000 km]
Argentina	1992 - 2009	0,089
Estados Unidos	2010 - 2019	0,128
Europa	2010 - 2018	0,207

Tabla 14 Tasa de falla promedio para distintos organismos internacionales

De la tabla se tiene que la tasa de falla promedio cada 1.000 kilómetros de gasoductos se encuentra entre 0,089 y 0,207 fallas al año. Si se extrapola cualquiera de estas estadísticas a la red de gasoductos chilena, que posee 3.500 kilómetros, se obtiene una tasa de falla menor a 1 falla al año. Si bien cada organismo tiene su propia definición de lo que significa una falla, esta aproximación sirve para representar los altos niveles de confiabilidad que poseen las redes de gasoductos, tanto por las características intrínsecas de esta infraestructura, como por la gestión de seguridad que realizan las empresas propietarias.

A modo de referencia, y en contraste con la alta confiabilidad de los gasoductos, las líneas de transmisión eléctrica poseen tasas de falla mayores. La Tabla 15 muestra la tasa de falla y horas de indisponibilidad para las líneas de transmisión del SEN con una tensión entre 110 y 500 kV.

Periodo	Tasa de falla [por año cada 1.000 km]	Horas de indisponibilidad [por año cada 1.000 km]
Líneas de transmisión del SEN entre 220 a 500 kV		
2016	8	273
2018	7	248
2019	6	195
2020	6	189
Líneas de transmisión del SEN entre 110 a 220 kV		
2016	12	140
2018	9	115
2019	8	116
2020	8	127

Tabla 15 Tasa de falla e indisponibilidad en líneas del SEN

De la tabla, se observan tasas de falla del orden de 6 a 12 fallas al año por cada 1.000 kilómetros de líneas de transmisión para los últimos 5 años. Además, estas fallas significaron entre 100 y 270 horas de indisponibilidad al año por cada 1.000 kilómetros de líneas.

6 PROYECCIONES DE LARGO PLAZO

6.1 Definición de Escenarios

Para realizar el estudio se definen 3 escenarios, los cuales se diferencian entre sí principalmente por 3 factores: el plan de descarbonización, la inserción solar y eólica (plan de obras) y la fecha de puesta en marcha del enlace HVDC Kimal-Lo Aguirre. A continuación, se describen y detallan las características de los escenarios utilizados.

6.1.1 Escenario A: Transición Acelerada

El escenario A contiene el plan de descarbonización más acelerado, el cual culmina el año 2030. Durante el periodo comprendido entre los años 2021-2024, el plan de descarbonización sigue el cronograma de la primera etapa de cierre de centrales a carbón⁶. Luego, para el período entre los años 2025 y 2030, el plan de descarbonización utilizado corresponde al mostrado en la Figura 15.

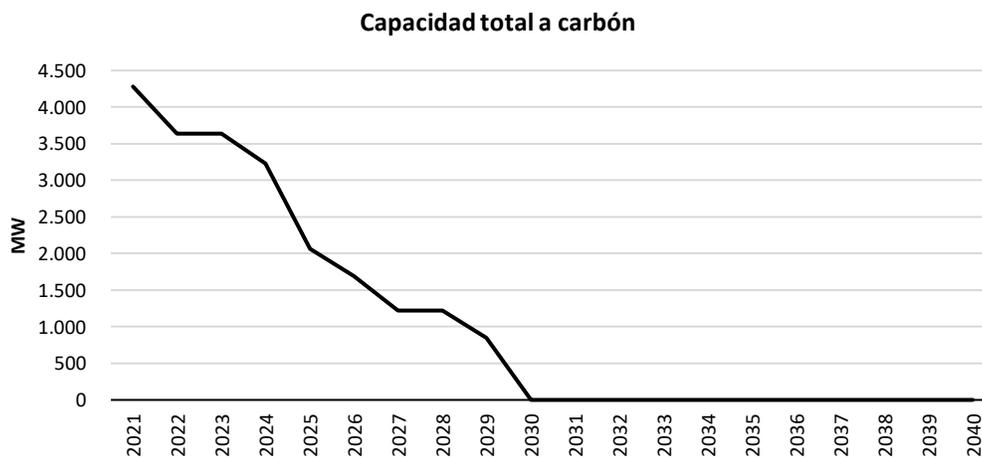


Figura 15 Plan de descarbonización Transición Acelerada

Para el escenario A el enlace HVDC Kimal-Lo Aguirre comienza a operar el año 2029. Por otro lado, el escenario de Transición Acelerada utiliza el plan de obras referencial de la PELP (Escenario A), cuya capacidad adicional acumulada se muestra en la Figura 16.

⁶ Cronograma de la primera etapa de cierre de centrales a carbón, [Acceso web]:

<https://energia.gob.cl/noticias/nacional/revise-el-cronograma-de-la-primera-etapa-de-cierre-de-centrales-carbon>

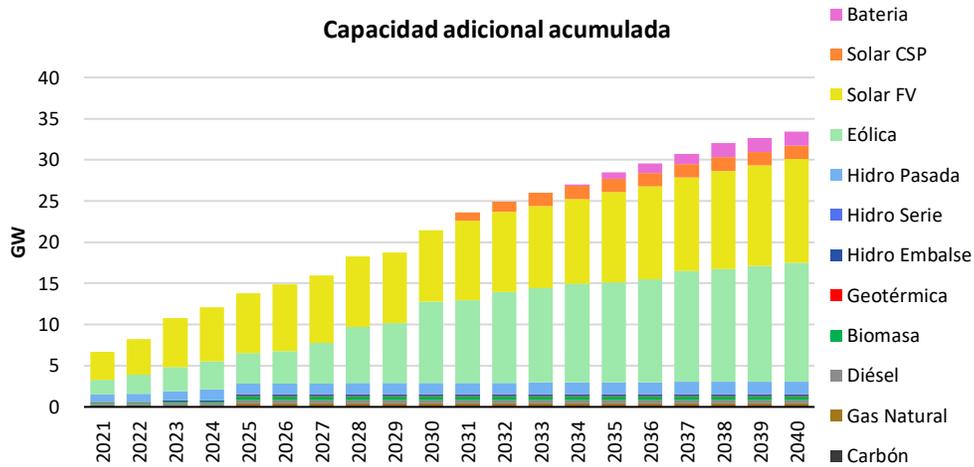


Figura 16 Plan de obras Transición Acelerada y Transición Rápida

6.1.2 Escenario B: Transición Rápida

El escenario B contiene un plan de descarbonización que finaliza el año 2033. Al igual que para el escenario anterior, durante los años 2021-2024 el plan de descarbonización se basa en el cronograma de la primera etapa de cierre de centrales a carbón. Para el periodo entre los años 2025-2033, el plan de descarbonización sigue la trayectoria alta de la PELP, tal como lo muestra la Figura 17.

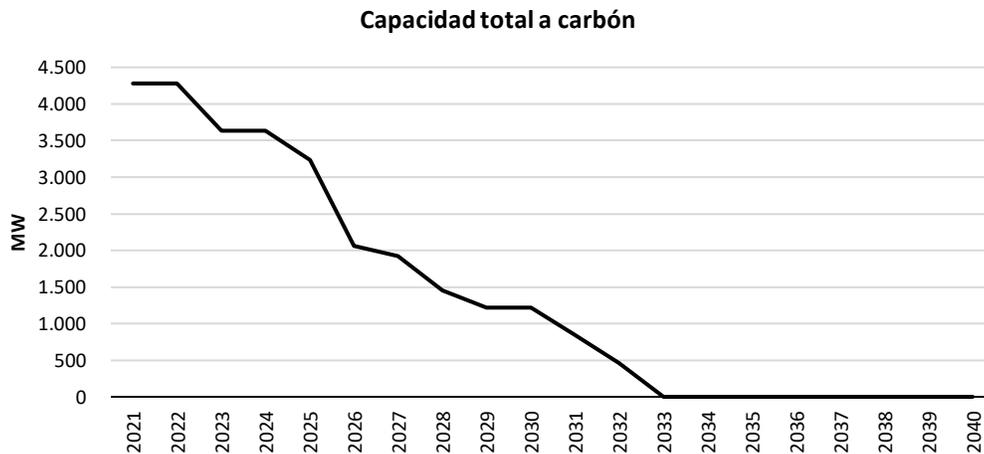


Figura 17 Plan de descarbonización Transición Rápida y Transición Desacelerada

En este escenario, el enlace HVDC Kimal-Lo Aguirre comienza a operar el año 2029. Por otro lado, el escenario de Transición Rápida utiliza el plan de obras referencial de la PELP [2], por lo que su plan de obras es idéntico al escenario de Transición Acelerada, es decir, al de la Figura 16.

6.1.3 Escenario C: Transición Desacelerada

El escenario C contiene el mismo plan de descarbonización que el escenario B, por lo que su plan de descarbonización se muestra en la Figura 17. Además, la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre comienza a operar

el año 2031. Por otro lado, la inserción solar y eólica de este escenario sigue la trayectoria baja de la PELP, por lo que es menor en comparación con los otros escenarios. La capacidad adicional acumulada de la Transición Desacelerada se muestra en la Figura 18.

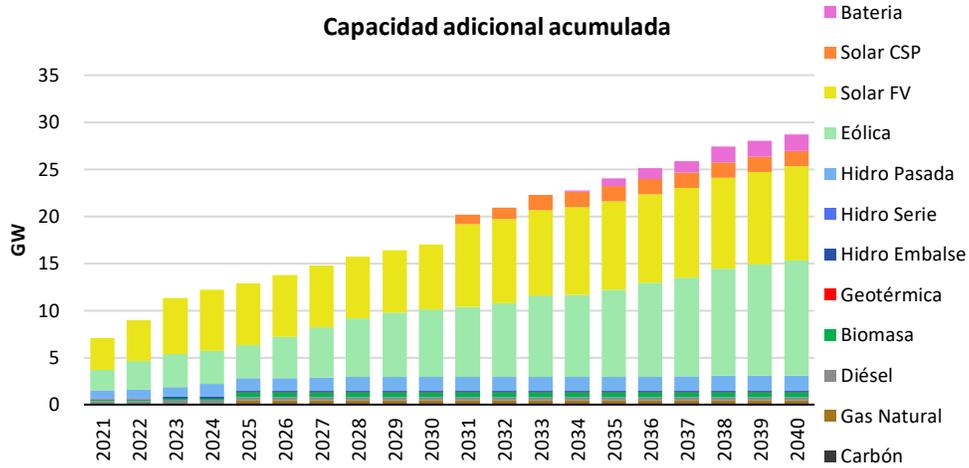


Figura 18 Plan de obras Transición Desacelerada

6.1.4 Resumen Escenarios

Para poder comparar los escenarios de mejor manera, la Figura 19 muestra la línea temporal con los principales supuestos de los distintos escenarios.

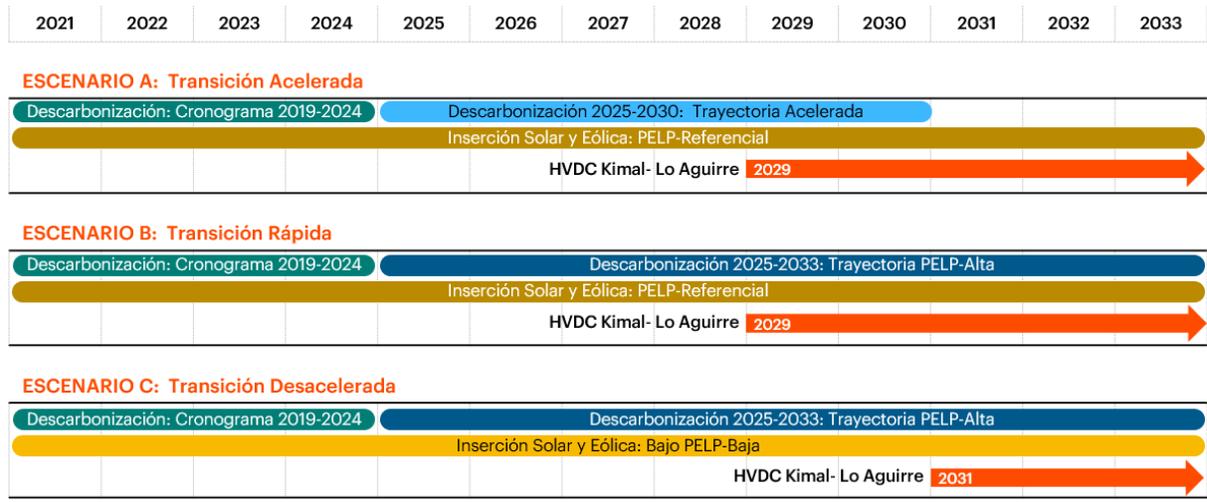


Figura 19 Resumen línea de tiempo para los distintos escenarios

En relación al cronograma de retiro de las plantas a carbón, a continuación, la Tabla 16 presenta las fechas consideradas para cada escenario simulado:

Propietario	Unidad	Capacidad Instalada	Fecha Retiro
-------------	--------	---------------------	--------------

		Neta (MW)	Escenario A	Escenarios B y C
AES Andes	ANGAMOS_1	230	dic-26	dic-27
	ANGAMOS_2	234	dic-27	dic-28
	CAMPICHE	242	dic-30	dic-31
	COCHRANE_1	233	dic-29	dic-32
	COCHRANE_2	233	dic-30	dic-32
	GUACOLDA_1	136	dic-25	dic-25
	GUACOLDA_2	129	dic-24	dic-24
	GUACOLDA_3	138	dic-25	dic-25
	GUACOLDA_4	140	dic-26	dic-26
	GUACOLDA_5	138	dic-29	dic-31
	NUEVA_TOCOPILLA_1	122	dic-25	dic-25
	NUEVA_TOCOPILLA_2	118	dic-25	dic-25
	NUEVA_VENTANAS	238	dic-27	dic-27
	VENTANAS_1	93	dic-20	dic-20
VENTANAS_2	154	dic-22	dic-22	
Colbún	SANTA_MARIA	308	dic-30	dic-30
Enel Generación	BOCAMINA_1	109	dic-20	dic-20
	BOCAMINA_2	272	may-22	may-22
Engie	ANDINA	177	ago-25	ago-25
	HORNITOS	151	ago-25	ago-25
	IE_MEJILLONES	331	abr-25	abr-25
	MEJILLONES_1	135	dic-24	dic-24
	MEJILLONES_2	138	dic-24	dic-24
	TOCOPILLA_U14	109	ene-22	ene-22
TOCOPILLA_U15	110	ene-22	ene-22	

Tabla 16 Calendario de retiro de centrales a carbón⁷

6.2 Análisis de Resultados

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para los distintos escenarios. En general, se distinguen dos casos para cada gráfico, en donde el caso “Seco” corresponde a una hidrología seca, mientras que el caso “Esperado” corresponde al promedio de las 34 hidrologías simuladas.

6.2.1 Generación de energía del SEN

En esta sección se muestra el registro histórico y la proyección de la generación eléctrica por tecnología desde el año 1996 hasta el 2040 para los distintos escenarios simulados. La Figura 20, Figura 21 y Figura 22 muestran la colocación de energía de las distintas tecnologías para el caso Esperado de los escenarios de Transición Acelerada, Transición Rápida y Transición Desacelerada respectivamente.

⁷ En el caso de las centrales Andina, Hornitos e IEM, se modela la reconversión a biomasa desde diciembre 2025 para las dos primeras y a gas natural desde agosto 2025 para la tercera.

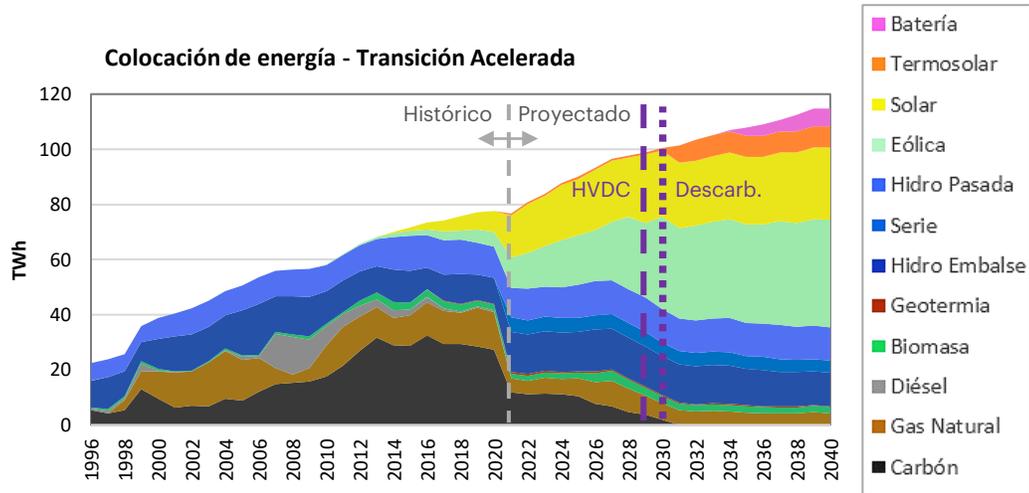


Figura 20 Registro histórico y proyección de la generación eléctrica – Transición Acelerada

Para el año 2021 se tiene una disminución en la colocación de GN y carbón para los tres escenarios simulados. Además, para el año 2021 se tiene un aumento en la colocación Hidro para los tres escenarios simulados. Se destaca que ambos comportamientos también se presentan en el Caso Base.

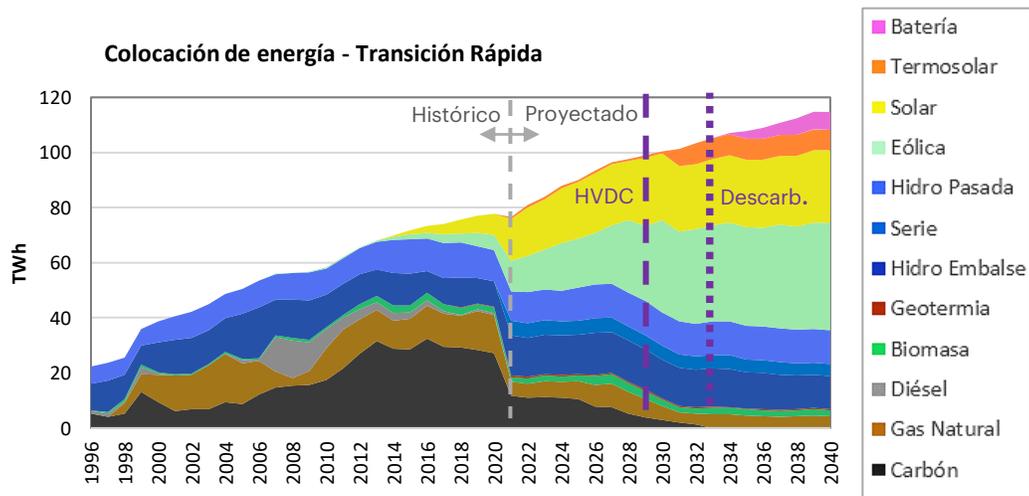


Figura 21 Registro histórico y proyección de la generación eléctrica – Transición Rápida

En todos los escenarios simulados las ERV aumentan su colocación durante el periodo de estudio. En este contexto, se tiene que para la Transición Acelerada y la Transición Rápida las ERV generan 72,9 TWh para el año 2040, aumentando en un 455% su producción con respecto al año 2020. Así, para la Transición Desacelerada las ERV generan 70,6 TWh, aumentando en un 438% su producción con respecto al 2020.

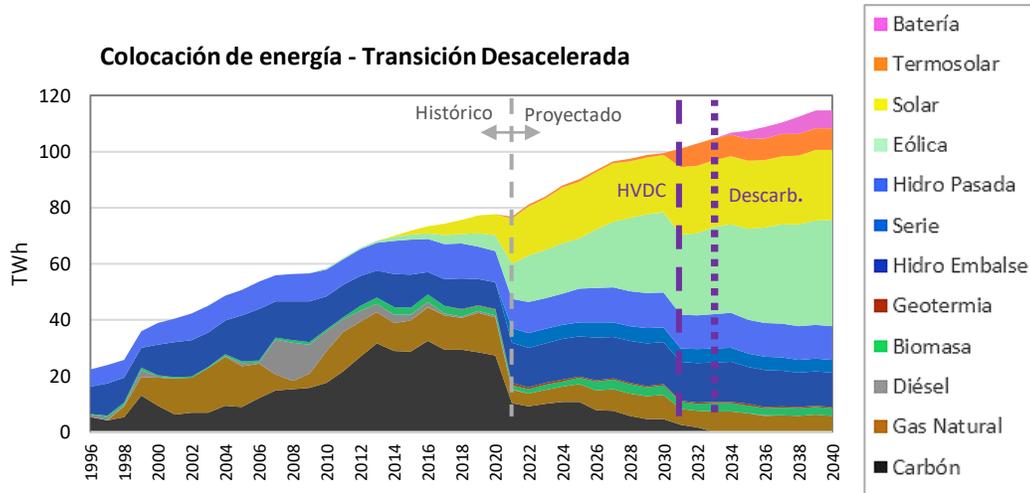


Figura 22 Registro histórico y proyección de la generación eléctrica – Transición Desacelerada

6.2.2 Colocación GN

En esta sección se muestra la cantidad de energía producida por las centrales en base a GN durante el periodo de estudio. En particular, la Figura 23 muestra la colocación anual de GN para el escenario de Transición Acelerada. De la figura se tiene que el valor máximo para ambos casos se alcanza el año 2027, llegando a valores de 13,4 TWh (caso Seco) y 8,9 TWh (caso Esperado).

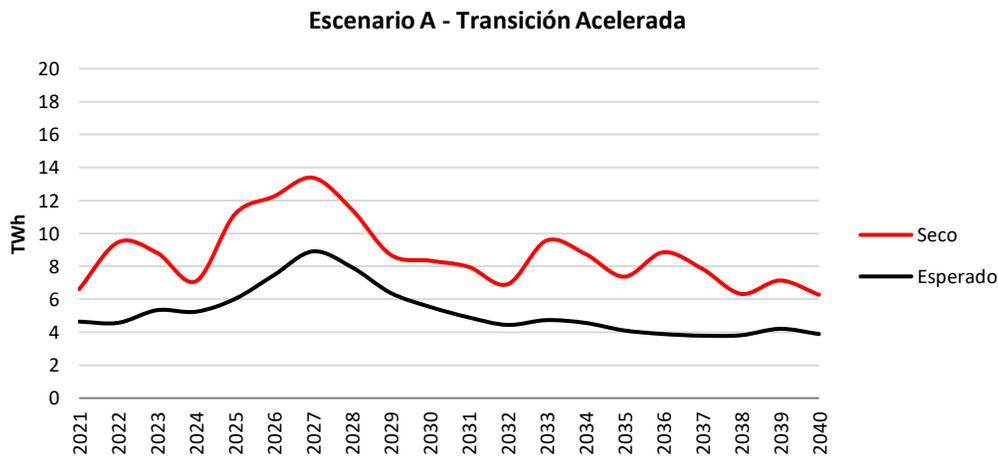


Figura 23 Colocación anual de GN – Transición Acelerada

Para el escenario B, el máximo del caso Seco se alcanza el año 2026, mientras que para el caso Esperado se alcanza el año 2027. En este contexto, ambos máximos son menores con respecto al escenario anterior, lo que se justifica por el plan de descarbonización, ya que para este escenario se tiene una mayor cantidad de centrales a carbón que aún siguen operando. Además, debido a la descarbonización

se tiene que entre los años 2030 y 2033 que existe una menor colocación de GN con respecto al escenario A.

Escenario B - Transición Rápida

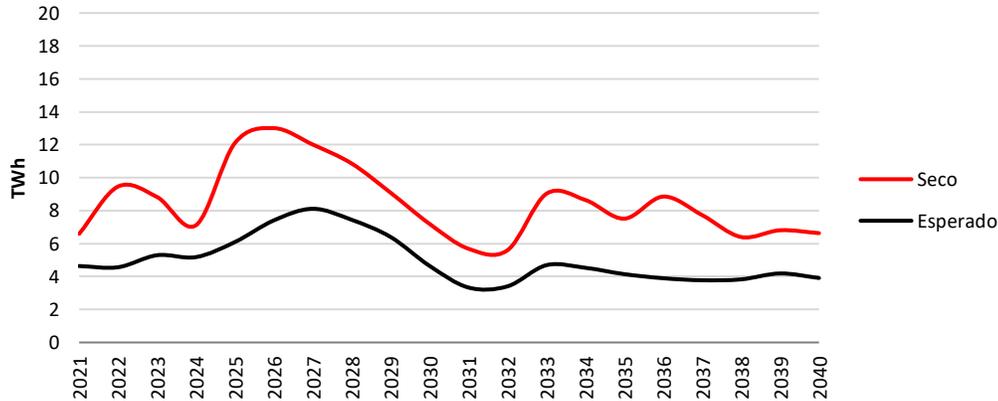


Figura 24 Colocación anual de GN – Transición Rápida

La Figura 25 muestra la colocación de GN para la Transición Desacelerada. De la figura se tiene una disminución en la colocación para ambos casos en el año 2031, la cual se justifica por la puesta en marcha de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre. Por otro lado, la colocación de GN para este escenario es mayor en comparación con los otros dos, esto se debe a que en este escenario el plan de obras tiene una menor inserción de ERV.

Escenario C - Transición Desacelerada

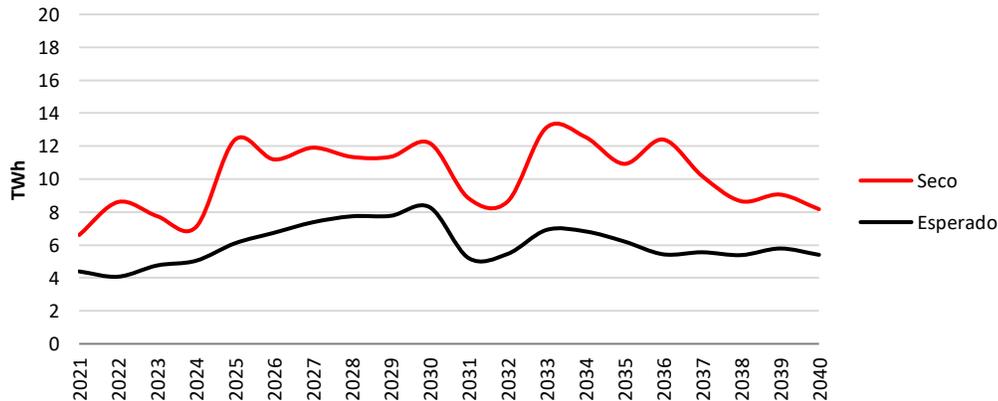


Figura 25 Colocación anual de GN – Transición Desacelerada

6.2.3 Demanda de Gas Natural para generación eléctrica

En esta sección se muestra la proyección de gas demandado para generación eléctrica por los terminales de Mejillones y Quintero. La Figura 26 muestra el gas demandado para generación eléctrica para el escenario de Transición Acelerada. De la figura se tiene como aumentan la demanda de GN para ambos terminales hasta el año 2027. Sin embargo, para el terminal de Mejillones este aumento es

considerablemente mayor, debido a la fuerte sustitución de centrales a carbón y reconversión de la central IEM en la zona de Mejillones.

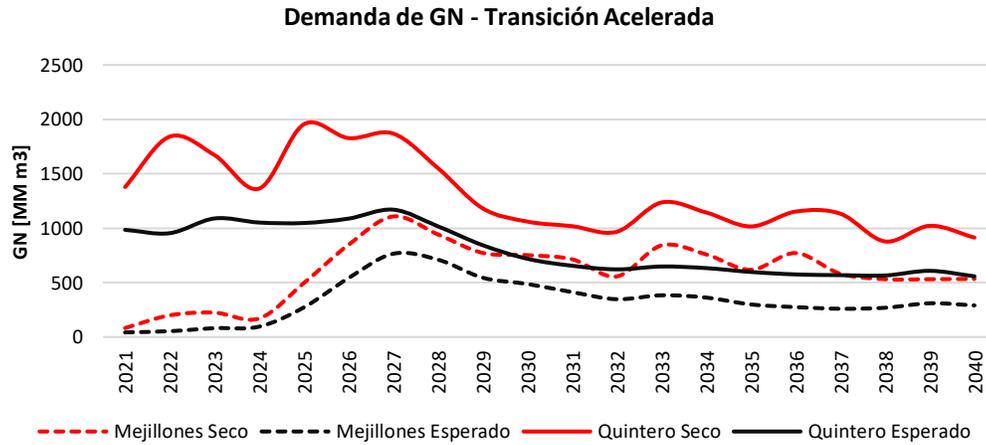


Figura 26 Demanda anual de GN por terminal – Transición Acelerada

La Figura 27 muestra la demanda de GN de los terminales de regasificación para el escenario de Transición Rápida. De la figura se tiene que para el año 2033 la demanda de GN aumenta para todos los casos. Este aumento se debe al retiro de centrales a carbón en el sistema, ya que el 2033 finaliza el plan de descarbonización.

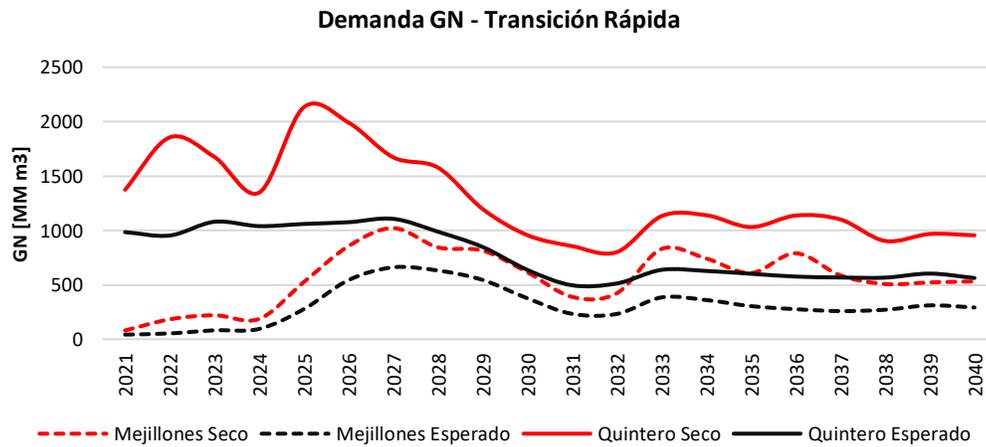


Figura 27 Demanda anual de GN por terminal – Transición Rápida

La Figura 28 muestra la demanda de GN para el Escenario C. La disminución que se tiene para el año 2031 está principalmente dada por la instalación de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre. Por otro lado, el aumento de demanda que se tiene en el año 2033 se debe principalmente a la retirada de centrales a carbón. Además, al tener las menores inserciones de ERV, este escenario tiene las mayores colocaciones de GN.

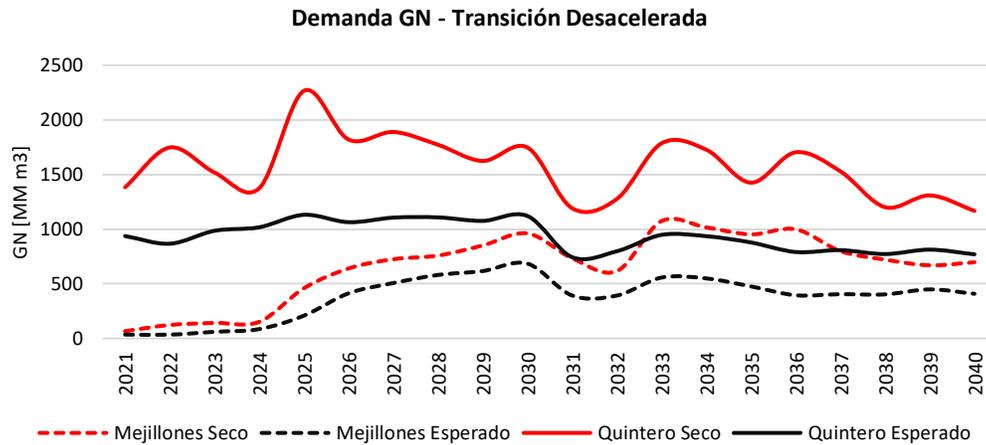


Figura 28 Demanda anual de GN por terminal – Transición Desacelerada

6.2.4 Costos marginales

La Figura 29 muestra los costos marginales en la barra Alto Jahuel 220 para el escenario de Transición Acelerada. De la figura se tiene que la puesta en marcha de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre (año 2029) genera una disminución en los costos marginales desde el año 2029, pero al mismo tiempo aumenta la diferencia entre el valor mínimo y máximo de cada año, en particular en el caso Seco.

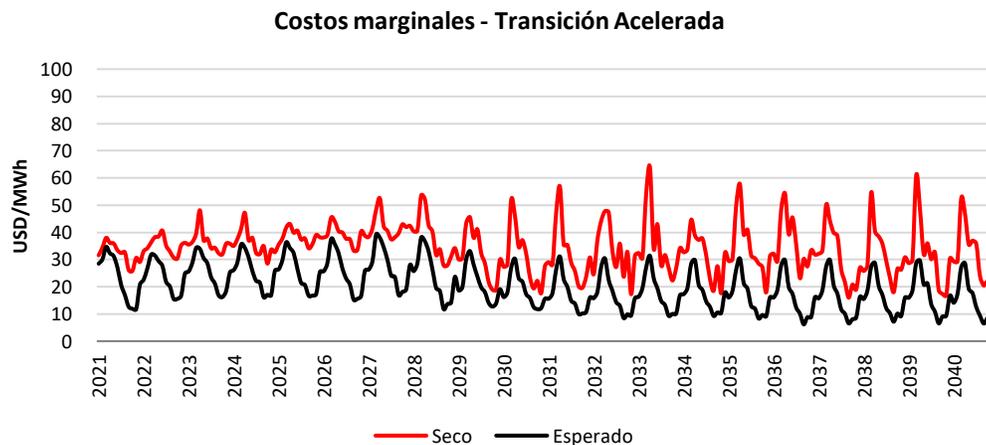


Figura 29 Costos marginales barra Alto Jahuel 220 - Transición Acelerada

La Figura 33 muestra los costos marginales para la Transición Rápida, en donde, al igual que para el escenario anterior, la instalación de la línea HVDC tiene como consecuencia una disminución en los costos marginales para el año 2029.

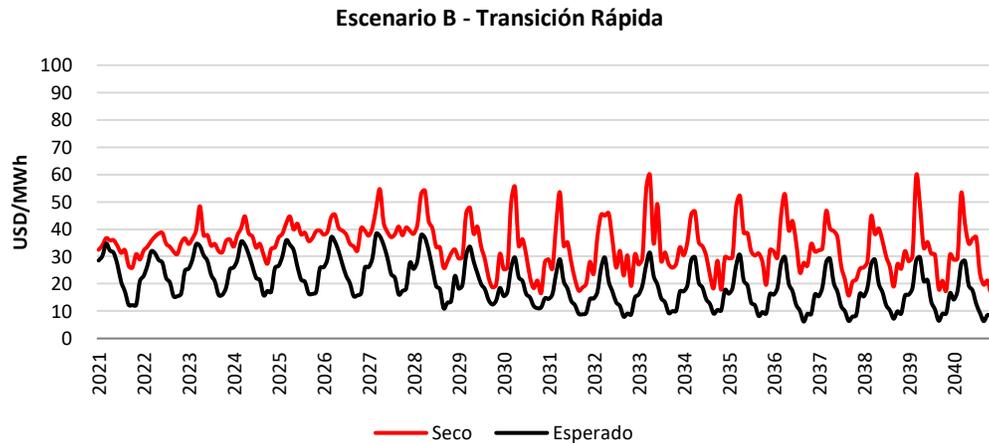


Figura 30 Costos marginales barra Alto Jahuel 220 – Transición Rápida

La Figura 31 muestra los costos marginales para la Transición Desacelerada. Los valores máximos proyectados para este escenario no superan los 80 USD/MWh, por lo que son menores que para la línea base donde se tienen costos marginales que superan los 100 USD/MWh. Además, para este escenario se tienen los mayores costos marginales entre los tres escenarios simulados. Por otro lado, para el año 2031 se ve una leve baja en la tendencia de los costos marginales producto de la entrada en operación de la línea HVDC.

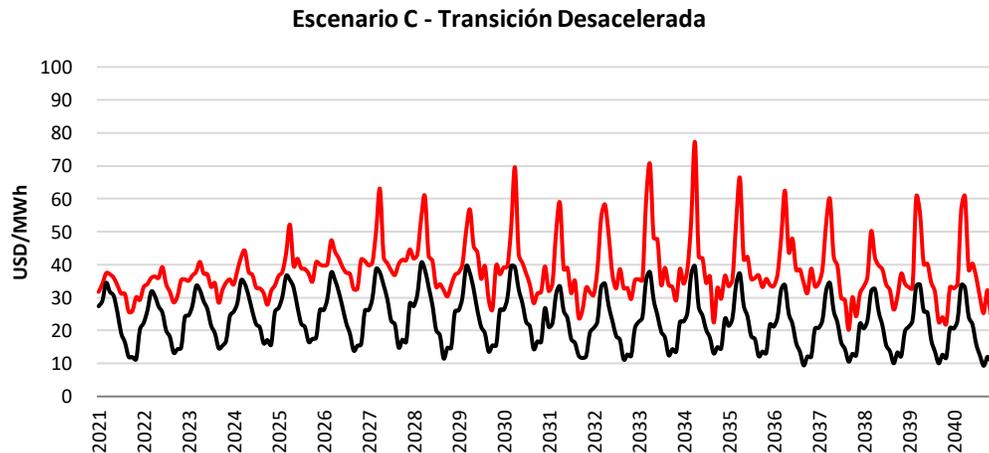


Figura 31 Costos marginales barra Alto Jahuel 220 - Transición Desacelerada

6.2.5 Costo de Operación del SEN

La Figura 32 muestra los costos medios de operación para la Transición Acelerada. El promedio para la primera década es de 5,0 USD/MWh, mientras que para la segunda tiene un valor de 1,7 USD/MWh. Esta disminución -y pese al retiro del parque a carbón- viene dada principalmente por la alta inserción ERV que se proyecta a futuro.

Costos medios de operación - Transición Acelerada

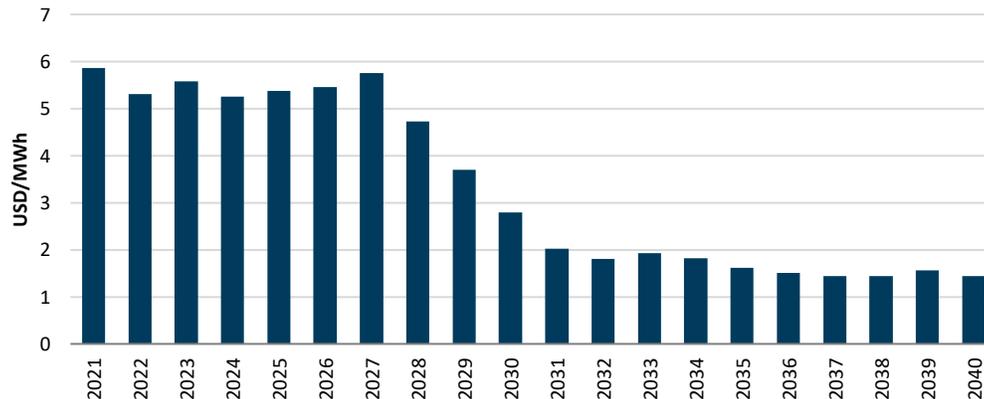


Figura 32 Costos medios de operación – Transición Acelerada

La Figura 33 muestra los costos medios de operación para el escenario de Transición Rápida. Al igual que para el caso anterior, en la segunda década se tiene una clara disminución del costo medio de operación, en donde el promedio del costo medio tiene un valor de 1,6 USD/MWh, mientras que para la primera década tiene un valor de 5,0 USD/MWh.

Costos medios de operación - Transición Rápida

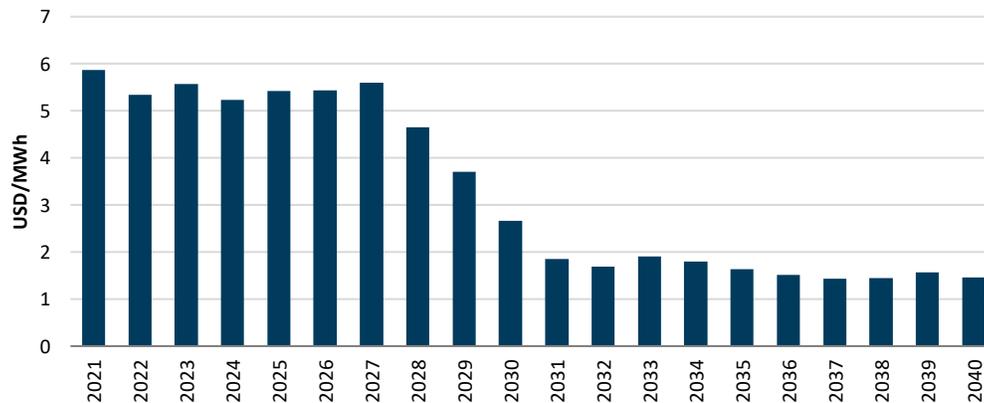


Figura 33 Costos medio de operación - Transición Rápida

La Figura 34 muestra los costos medios de operación para la Transición Desacelerada. En este caso se también se tiene una disminución de los costos medios de operación para la segunda década, donde su promedio tiene un valor de 2,4 USD/MWh, mientras que para la primera década tiene un valor de 5,0 USD/MWh. El aumento de los costos medios en la segunda década (en comparación con los otros dos escenarios) se debe a que para la Transición Desacelerada la inserción de ERV es menor.

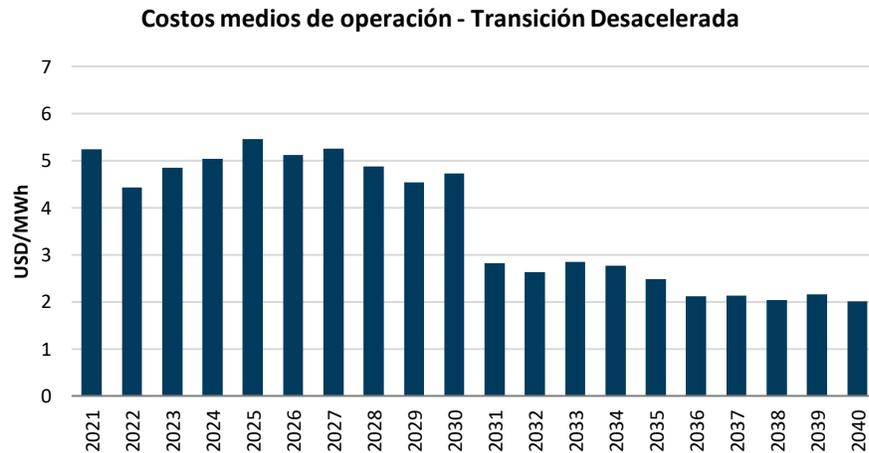


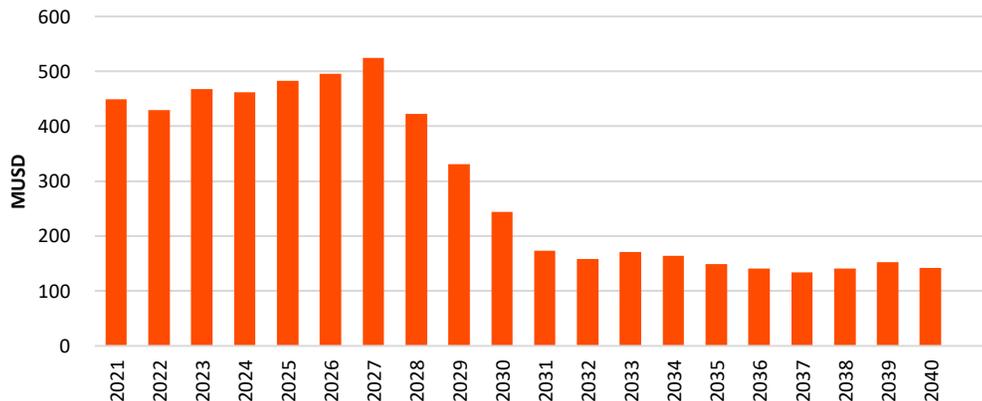
Figura 34 Costos medios de operación - Transición Desacelerada

Además, de presentar los costos medios de operación para todos los escenarios, para el Escenario A se realizó una sensibilidad con respecto a la descarbonización, con el fin de mostrar la variación en los costos de operación del sistema. Para esto, se modificó el plan de descarbonización del Escenario A, truncando el plan de descarbonización al año 2025, es decir, las centrales que se retiraban durante los años 2025 y 2030, se mantuvieron en operación para todo el horizonte de estudio. La Figura 35 muestra los costos de operación del sistema para el Escenario A.



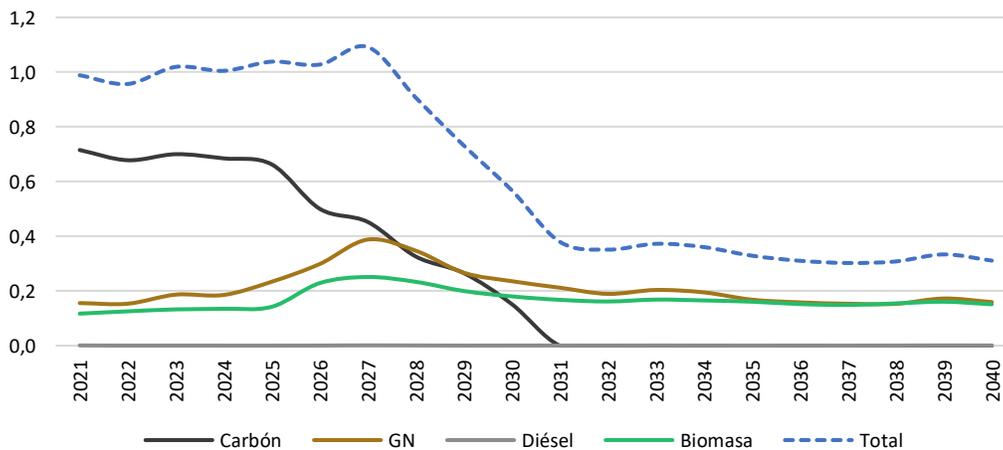
Figura 35 Costo de operación – Escenario A (Caso Esperado)

Al comparar estos resultados con el Escenario A sin descarbonización, se tiene que los costos de operación son menores para el segundo caso. Esta disminución se debe a que existe una mayor cantidad de centrales de carbón en operación, cuya generación empuja los costos a la baja. Sin embargo, al calcular el valor presente del costo de operación para todo el horizonte de estudio, se tiene un valor de 3.538 MUSD para el Escenario A y 3.386 MUSD para el Escenario A sin descarbonización, es decir, la diferencia del valor presente de costos de operación entre ambos escenarios es de un 4,3%.

Costo de operación - Escenario A sin descarbonización desde 2025

Figura 36 Costo de operación – Escenario A sin descarbonización desde 2025 (Caso Esperado)

6.2.6 Niveles de emisión de CO₂

En esta sección se muestran gráficas con los niveles de emisión de CO₂ para distintas tecnologías. Cada serie se encuentra normalizada con respecto a sus emisiones generadas en el año 2021. El objetivo de la normalización es poder cuantificar de mejor manera el cambio proporcional en las emisiones para cada tecnología, así como también las emisiones totales del sistema. En este contexto, la Figura 37 muestra como las emisiones de CO₂ disminuyen a medida que el plan de descarbonización avanza. En términos totales, se tiene que para la próxima década las emisiones totales del sistema caen –en promedio- a un 34% con respecto al 2021.


Figura 37 Emisiones de CO₂ – Transición Acelerada

La Figura 38 muestra el nivel de emisión de distintas tecnologías para el escenario de Transición Rápida. En este escenario el plan de descarbonización culmina el año 2033, por lo que entre los años 2031 y 2033 aún se tienen centrales a carbón en funcionamiento y por lo tanto emisiones de centrales a carbón. Por lo mismo se tiene que durante el periodo 2031-2033 las emisiones totales del sistema son levemente mayores con respecto al escenario de Transición Acelerada.

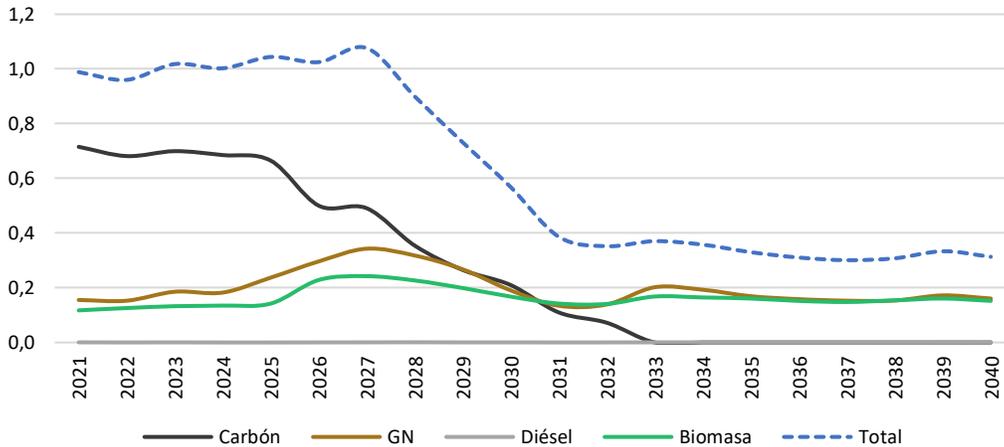


Figura 38 Emisiones de CO2 – Transición Rápida

Para el escenario de Transición Desacelerada las emisiones totales del sistema se mantienen cercanas al 100% hasta el año 2030. A partir del año 2031, es decir, cuando la línea HVDC entra en operación, se tiene que las emisiones totales del sistema caen al 51% (promedio 2031-2040) con respecto al año 2021.

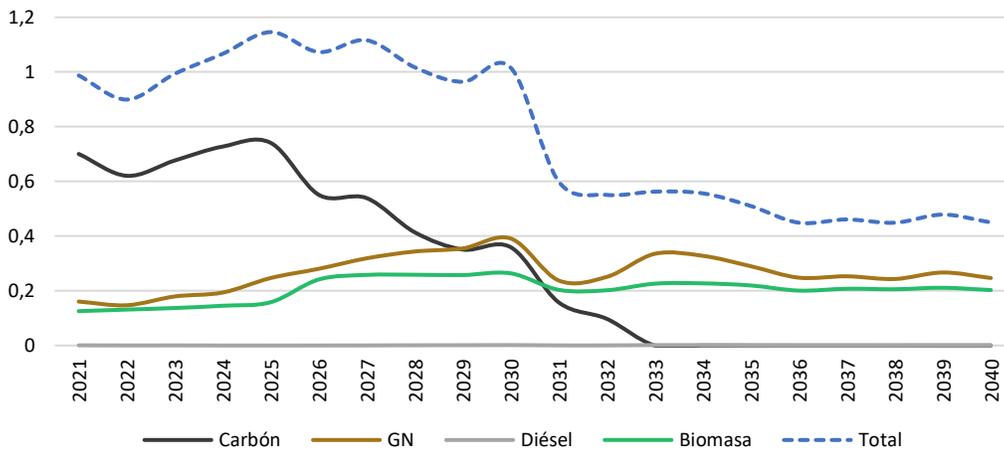


Figura 39 Emisiones de CO2 – Transición Desacelerada

Al comparar las emisiones totales del sistema para el horizonte del estudio, se tiene que para la Transición Acelerada las emisiones de CO₂ para el año 2040 representan un 31% de las emitidas durante el año 2021. Así, para el escenario de Transición Rápida las emisiones del año 2040 representan un 31% con respecto al 2021, mientras que para la Transición Desacelerada representan un 45% con respecto al 2021.

6.2.7 Curva de demanda neta

En esta sección se analiza la curva de demanda neta para marzo del año 2030 y 2035. Las gráficas fueron generadas a partir de bloques horarios consistente con la metodología y representación utilizada por la CNE. Para efectuar la modelación temporal de la demanda, se definen 16 bloques horarios, dentro de los

cuales 8 corresponden a la modelación de un día hábil promedio y 8 a la modelación de un día no hábil promedio. De esta forma, para cada mes se tienen bloques horarios de distinta duración, donde a cada hora de cada mes se le asocia un bloque. En este contexto, para construir las curvas de la Figura 40 y Figura 41 se aplicó el proceso inverso, es decir, se vuelve a la representación horaria de un día promedio, en donde en particular, se muestra la curva de demanda neta para un día promedio hábil del mes de marzo.

La Figura 40 muestra dos grandes rampas, las cuales corresponden a la entrada y salida de las ERV. De la figura se ve como el GN y carbón generan en las horas de menor producción ERV. Además, la rampa tarde-noche tiene una diferencia de 3.639 MW/hora, donde las tecnologías que principalmente soportan ese esfuerzo son el GN y la producción hídrica.

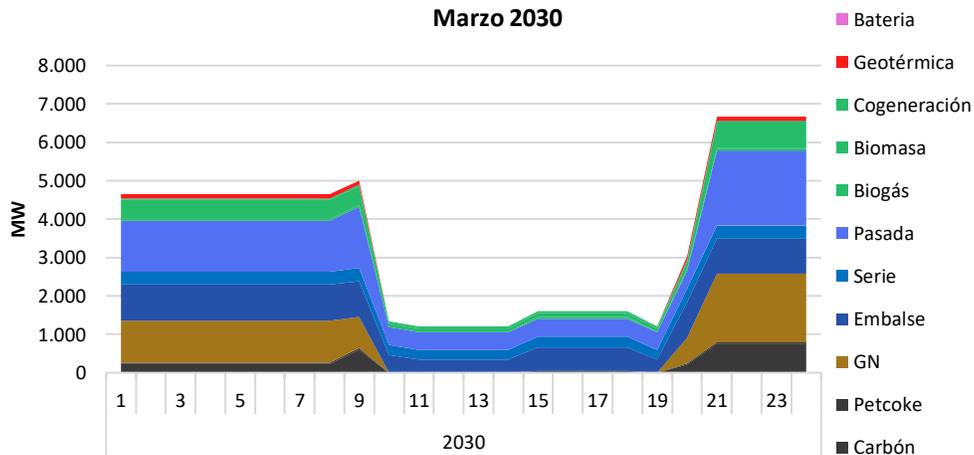


Figura 40 Curva diaria de demanda neta para marzo de 2030 – Transición Acelerada

Para el año 2035 ya no se tienen centrales a carbón en el sistema, además el sistema dispone de baterías que toman carga en momentos clave como lo es la rampa tarde-noche. La rampa tarde-noche para el mes de marzo de 2035 aumenta 4.015 MW/hora, donde nuevamente una de las tecnologías que muestra la mayor variación (flexibilidad) es el GN.

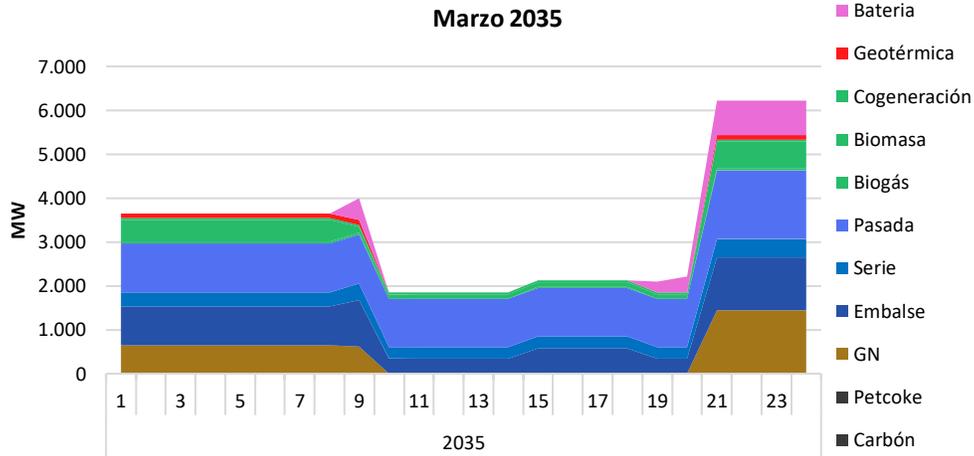


Figura 41 Curva diaria de demanda neta para marzo de 2035 - Transición Acelerada

6.2.8 Flujo HVDC Kimal-Lo Aguirre

En esta sección se muestran las proyecciones de los flujos que se proyectan para la Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre una vez que ente en operación.

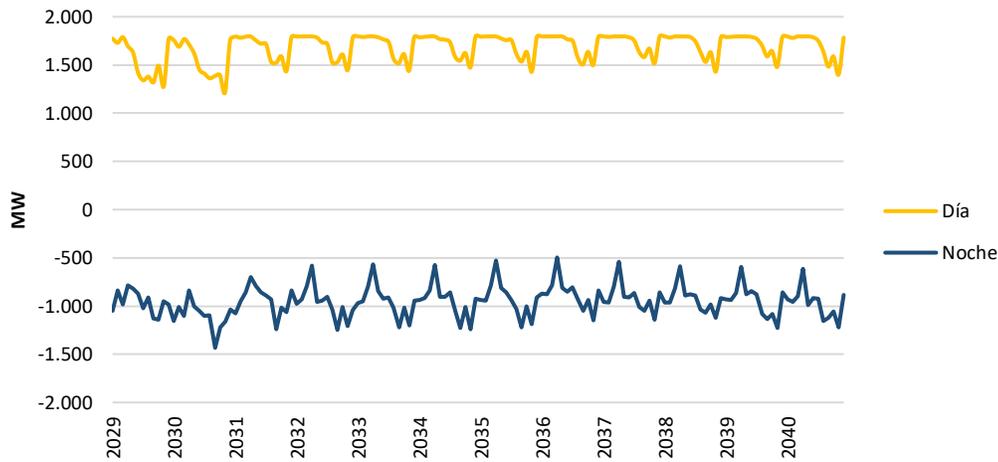


Figura 42 Flujo por línea HVDC Kimal-Lo Aguirre – Transición Acelerada

Para el escenario de Transición Acelerada y Rápida se tiene que la línea HVDC entra en operación el año 2029. La capacidad de transmisión de la línea es de 2.000 MW, por lo que desde el momento que entra en operación, la línea alcanza su capacidad máxima de transmisión durante el día. Esto se debe principalmente a la gran cantidad de potencia generada por centrales fotovoltaicas ubicadas en la zona norte del país, por lo que durante el día los flujos van desde el norte hacia el sur. Sin embargo, durante la noche se tiene que los flujos se invierten y fluyen desde el sur hacia el norte. Además, durante la noche no se alcanza la capacidad máxima de la línea durante el periodo de estudio.

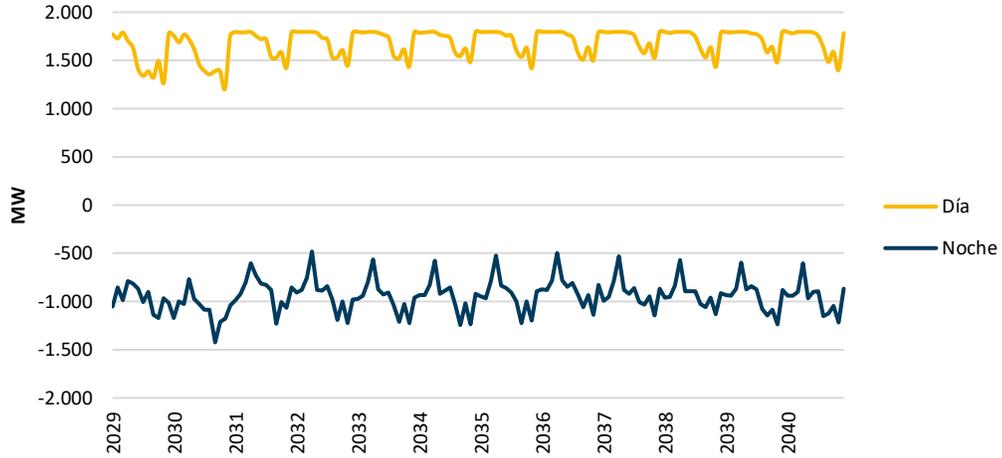


Figura 43 Flujo por línea HVDC Kimal-Lo Aguirre – Transición Rápida

Para el escenario de Transición Desacelerada se tiene el mismo comportamiento durante el día, con la diferencia de que la línea HVDC inicia su operación el año 2031. Sin embargo, durante la noche los flujos (desde el sur hacia el norte) por la línea son menores en comparación con los otros escenarios. Este fenómeno se debe principalmente a la menor inserción eólica que hay en este escenario. Las centrales eólicas se encuentran concentradas en la zona centro-sur del país, por lo que para los escenarios de Transición Acelerada y Rápida es posible exportar energía durante la noche desde la zona centro hacia la zona norte. En este contexto, al tener una menor inserción eólica, los flujos desde el sur hacia el norte disminuyen durante la noche para el escenario C.

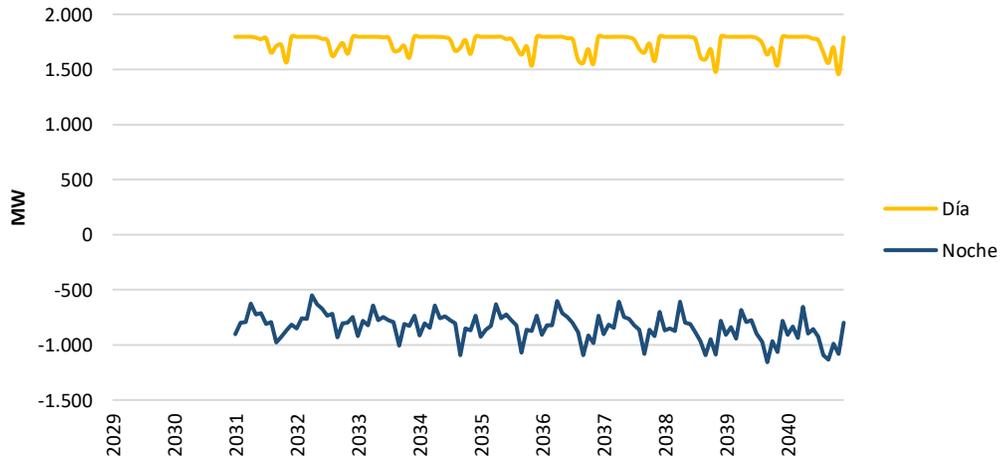


Figura 44 Flujo por línea HVDC Kimal-Lo Aguirre – Transición Desacelerada

7 CONCLUSIONES

7.1 Infraestructura Existente

El SEN posee una capacidad instalada total igual a 28 GW, de los cuales 5,0 GW utilizan GN, y de éstos últimos 3,8 GW corresponden a centrales tipo Ciclo Combinado y 1,2 GW corresponden a centrales tipo Ciclo Abierto. Durante la última década, la generación eléctrica en base a GN exhibe una producción promedio de 11,9 TWh/año de energía, equivalente a 2.500 MMm³/año. En particular, la máxima producción se alcanzó durante el año 2019 (14,1 TWh/año), mientras que la producción mínima se alcanzó el año 2014 (10,0 TWh/año).

Adicionalmente, existen proyectos de generación eléctrica en base a GN que cuentan con RCA aprobada en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), por al menos 2,3 GW nuevos, equivalentes a una inversión de 2.900 MMUSD.

En virtud de lo anterior, existe una capacidad instalada en base a GN de tamaño relevante -a lo cual se sumará la central IEM (378 MW) a partir del año 2025- para enfrentar los requerimientos⁸ -presentes y proyectados- del parque generador del SEN.

Los terminales de regasificación construidos hacia fines de la primera década del siglo XXI -como infraestructura estratégica para dejar atrás la crisis de suministro de GN argentino- representan una importante capacidad de regasificación. En la bahía de Mejillones, GNLM posee una capacidad de regasificación igual a 5,5 MMm³/día de GN (ampliable a 10 MMm³/día), lo que equivale al consumo de 1.100 MW de generación eléctrica. Por su parte, en la bahía de Quintero, GNLQ posee una capacidad de regasificación igual a 15 MMm³/día de GN, lo que equivale a 3.000 MW de generación eléctrica.

Adicionalmente, en el SEA existen 2 proyectos de regasificación con RCA aprobadas durante 2016-2017. El primero corresponde a la ampliación de GNLM para alcanzar una capacidad de regasificación de 10 MMm³/día y el segundo corresponde a un Nuevo Terminal en Región del Biobío, que tendría una capacidad de 8,5 MMm³/día de regasificación y 100.000 m³ de almacenamiento.

Por lo tanto, existe una capacidad de regasificación que permite atender la demanda actual y se observan incluso holguras que permitirían absorber crecimientos en la demanda de GN para generación eléctrica, y en caso de ser necesario, se podrían sumar los proyectos de regasificación que cuentan con RCA.

La red de gasoductos que interconecta los terminales de regasificación con los principales polos de consumo y con los gasoductos binacionales que cruzan la frontera hacia Argentina suman aproximadamente 3.500 km de extensión, con capacidades que están adecuadamente dimensionadas para los requerimientos que se atienden en cada caso. Por lo tanto, no existen restricciones o limitaciones de transporte que representen un riesgo o vulnerabilidad.

Tanto los terminales de regasificación como la red de gasoductos existentes -producto de los altos estándares de diseño, construcción, operación y mantenimiento que se aplican en la industria- presentan altos estándares de disponibilidad. Para el caso de los terminales de regasificación la disponibilidad acumulada es superior al 99,5 %, mientras que para el caso de la red de gasoductos -y en consistencia

⁸ Durante el año 2020 se registró una producción bruta igual a 77.696 GWh y una demanda máxima igual a 10,4 GW.

con estándares internacionales- las tasas de falla promedio -esperadas- no superan las 0,2 fallas por cada año, cada 1.000 km de gasoducto, es decir, para el caso de Chile, menos de 1 falla al año.

Los gasoductos -dado su soterramiento y prácticas de monitoreo- poseen tasas de disponibilidad muy superiores a una línea de transmisión eléctrica (entre 110 y 500 kV), las cuáles para el caso de Chile - durante los últimos 5 años- presentan una indisponibilidad anual de entre 100 y 270 horas/año.

En conclusión, Chile cuenta con infraestructura de GN suficiente y de alta confiabilidad lo cual permite tomar decisiones respecto al proceso de descarbonización, pues ésta aporta seguridad, resiliencia y puede garantizar el suministro de GN para generación eléctrica. Si bien no se identifica la necesidad de nueva infraestructura de GN, será necesario evaluar inversiones asociadas al overhaul del parque generador existente para garantizar su disponibilidad durante las próximas 2 décadas, lo cual demandará instrumentos regulatorios para su adecuado reconocimiento.

7.2 Desempeño del Sistema Eléctrico

De acuerdo al desempeño del SEN que se ha observado recientemente, se puede afirmar que el retiro de las primeras plantas a carbón no ha producido un cambio relevante en éste, pues varias de las éstas no presentaban altas tasas de despacho o colocación. Pero en la medida que el parque generador a carbón se vaya retirando progresivamente, el desempeño del SEN sufrirá cambios significativos, lo cual requiere ser cuantificado y analizado con estudios eléctricos -estáticos y dinámicos- específicos que se encuentran fuera del alcance del presente estudio.

Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo a la modelación y proyección realizada en el presente estudio, es posible afirmar que **el tránsito desde las horas diurnas a las horas nocturnas presentará crecientes exigencias (rampa solar) en la gestión global y local del parque generador del SEN.** Este requerimiento se proyecta que crecerá fuertemente hacia el año 2030 y 2035, ya que mientras en la actualidad se deben gestionar rampas (pérdida de producción solar) del orden de 1,9 GW/hora, hacia el año 2030 y 2035 éstas alcanzarían los 3,6 GW/hora y 4,0 GW/hora, respectivamente.

Adicionalmente, se deben considerar los problemas técnicos asociados al retiro del parque a carbón y a la mayor presencia de tecnologías ERV, que podrían derivar en una degradación de la calidad y seguridad de la red eléctrica, pues el sistema verá reducida su inercia y perderá robustez, para lo cual incluso podría ser necesario adoptar medidas tales como forzar la operación de generación a GN, aplicar reducciones a la producción ERV, entre otros, en tanto no se incorpore mayor infraestructura o se realicen adecuaciones tecnológicas al parque ERV actual y proyectado⁹.

Lo anterior redundará en desafíos técnicos (revisión de prácticas, procesos y herramientas técnicas) y económicos, que impulsarán la revisión y cambios de diversa índole, que incluso podría conducir a un rediseño del mercado eléctrico.

Afortunadamente, **la presencia de generación en base a GN proveerá parte importante de la flexibilidad requerida para la gestión de la variabilidad intradiaria de la ERV.** En particular, las centrales de Ciclo Combinado serán un soporte clave para la gestión de la señalada variabilidad pues poseen

⁹ Estudio "Aspectos de Estabilidad del SEN con Alta Penetración de Energías Renovables" presentado en el Workshop "Nuevas Tecnologías para la Red del Futuro en Chile", organizado por ACERA en abril de 2021 (<https://bit.ly/3hdkS5z>).

elevados estándares de desempeño para actuar como complemento a las ERV, luego, su presencia marcará una diferencia relevante en el desempeño del sistema eléctrico.

Pero el aporte y esfuerzo anterior, vendrá acompañado de cambios cada vez más profundos en el régimen de operación del parque generador en base a GN, el cual se verá expuesto a un régimen de operación cíclico (día/noche) que hará aparecer costos que hasta la fecha no han representado una gran cuantía, esto es, costos por concepto de arranque, detención, aumento de horas equivalente de operación o adelanto en los ciclos de mantenimiento, para lo cual nuestro sistema de precios no tiene un reconocimiento acorde a esta nueva realidad.

Por lo tanto, **para asegurar el proceso de descarbonización -cualquiera sea la velocidad de éste- se deben promover y aplicar reglas que permitan viabilizar y prolongar la operación de la infraestructura de GN para generación eléctrica.** Adicionalmente, se debe integrar objetivo de confiabilidad que permita avanzar en un proceso de transición energética segura, garantizando los incentivos correctos en el mercado de potencia que permitan cubrir los requerimientos esperados de demanda en las condiciones de mayor exigencia del sistema, tomando en cuenta el contexto de transición de la matriz eléctrica.

Por último, se debe acelerar el desarrollo de incentivos para proveer flexibilidad en el mercado eléctrico, y alojarse en el mercado –de energía– de corto plazo y SSCC, o como complemento a éstos.

7.3 Aspectos Económicos

Los principales efectos -técnicos y económicos- del proceso de descarbonización de la matriz eléctrica se comenzarán a evidenciar a partir del año 2025, y ya hacia el año 2027 la colocación de GN debería igualar o superar la colocación de producción en base a carbón.

En el escenario más optimista (Escenario A, Condición Seca), la colocación de GN para generación eléctrica podría situarse en el rango 8-9 TWh/año durante el período 2021-2023, y aumentar a 13 TWh/año durante el período 2027-2029, lo cual representa el piso de la colocación para los supuestos utilizados.

Los costos marginales aumentan gradualmente hacia 2030, para luego descender a partir del ingreso de la Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, pero no se observan alzas bruscas que hagan aumentar dichos costos en algún múltiplo.

El escenario de Transición Acelerada (A) es el que presenta mayor costo medio de operación para la presente década (5,0 USD/MWh), mientras que el escenario de Transición Desacelerada (C) es el que presenta mayor costo medio de operación para la próxima década (2,4 USD/MWh) producto de una incorporación menos intensiva de ERV para este escenario. Sin perjuicio de lo anterior, en todos los escenarios, el bajo nivel de costos medios de operación está explicado por la menor colocación total de generación térmica y la alta inserción de generación ERV.

Si bien es cierto que los cambios en la matriz eléctrica -cada vez menos carbonizada y cada vez más renovable- irán reduciendo los costos de operación (variables, esencialmente térmicos), esto no significa que los niveles tarifarios se muevan en la misma dirección o con la misma velocidad, pues como se observa en actualidad, los bajos precios de energía a clientes libres se acompañan de cargos tarifarios sistémicos -regulados- que se han elevado durante los últimos años.

7.4 Aspectos Medioambientales

De acuerdo a la proyección de la operación del SEN, durante la próxima década las emisiones totales de CO₂ caen –en promedio- aproximadamente al 34% de lo proyectado para el año 2021 en los escenarios de Transición Acelerada (A) y Transición Rápida (B). Para el escenario de Transición Desacelerada (C), durante la próxima década las emisiones de CO₂ caen –en promedio- al 51% de la base proyectada para el año 2021.

Por lo tanto, una vez que culmine el retiro completo del parque a carbón y se incorpore el proyecto Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, el gran volumen de ERV y la base de GN formarán un mix virtuoso que permitirá reducir las emisiones de CO₂ que se generan en nuestra matriz eléctrica – a menos de la mitad o incluso a cerca de un tercio- a partir de la mitad de la próxima década.

Los resultados anteriores no son extrapolables a calendarios de retiro de plantas a carbón en fechas más tempranas (por ejemplo, al 2025), pues este nivel de reducción de emisiones de CO₂ sólo se puede alcanzar si concurren copulativamente habilitadores tales como: un nivel de integración de ERV efectivo como el considerado en el presente estudio; un desarrollo de transmisión -en sus distintos segmentos- que se adapte y acompañe esta transición; la Línea HVDC Kimal-Lo Aguirre en plena operación; y recursos e infraestructura en base a GN o almacenamiento que permitan gestionar elevados niveles de inserción de ERV.

FIN DEL DOCUMENTO