

Impacto del Plan de Cierre de Centrales a Carbón en el Sistema Eléctrico Nacional

Estudio Independiente

Preparado por Valgesta Energía

Agosto de 2018



Presentación

- Empresa especializada en materias estratégicas de energía con más de 18 años de experiencia en el desarrollo de estudios y proyectos técnicos, económicos y regulatorios en Chile y Latinoamérica.

2000



2007



2009



2018



- Hemos participado en más de 500 proyectos para Clientes tanto nacionales como internacionales.

Como equipo nos sentimos comprometidos con los desafíos de la transición energética. Como país debemos tomar las mejores decisiones, ampliamente discutidas y consensuadas técnicamente, para contar con **energía limpia, segura y eficiente**. Por ello, queremos contribuir en este proceso.



Seminario analizará realidad y perspectivas del almacenamiento en Chile

El 7 de septiembre se realizará una jornada sobre este tema, donde expondrán especialistas de Valgesta Energía y Fluence, además del secretario ejecutivo de la CNE, José Venegas.



NUESTRO RESPALDO

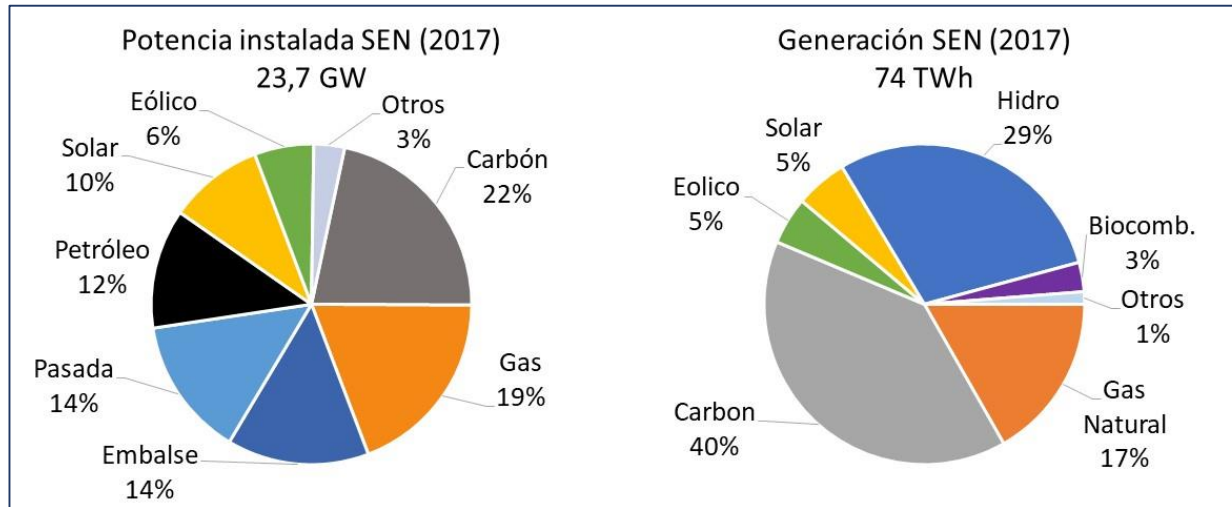




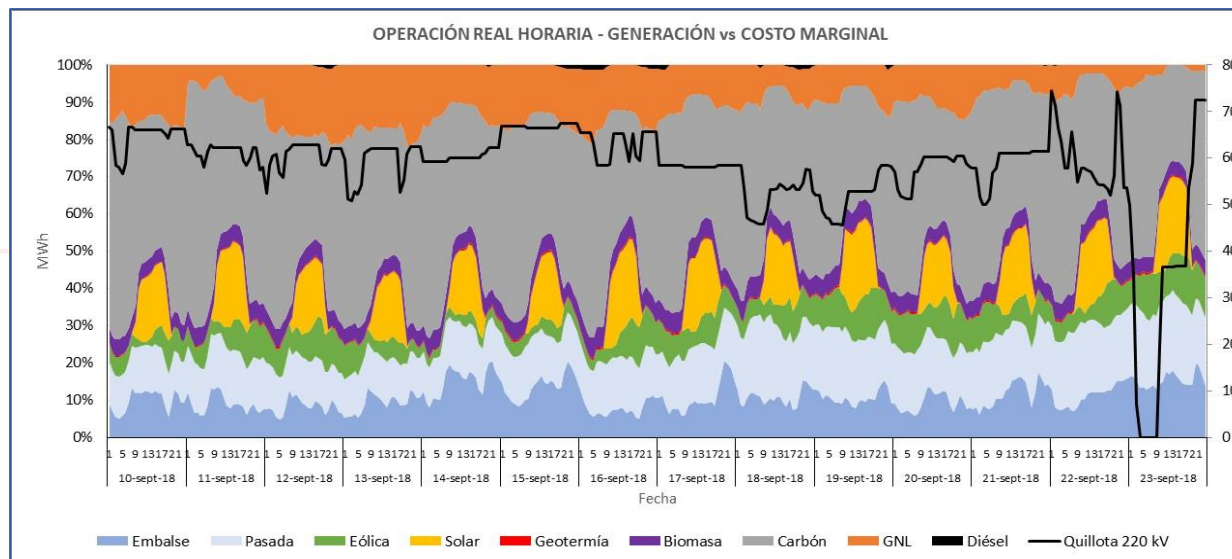
Contextualización

- El gobierno de **Chile ratificó el Acuerdo París** y presentó sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional comprometiéndose a **reducir su intensidad de carbono** [tCO₂e/MM\$(2011)] en base al 2007, sin considerar el sector forestal, de **forma incondicional** en un **30% al 2030**, y **condicionada al financiamiento internacional** en un **35-45%**.
- En diciembre de 2015, Chile lanzó su Política Energética 2050 (PEN2050) donde estableció alcanzar el **60% de energía renovable al 2035** y el **70% al 2050**. En el mismo sentido, en mayo 2018, el Ministerio de Energía lanzó su Ruta de Energía para 2018-2022, destacando que **cambio climático esta incluido en su núcleo**, revelando compromisos, entre otros, **iniciar un proceso de eliminación de carbón**.
- Con el objeto de avanzar en esta visión de un futuro más renovable, el Gobierno de Chile y las empresas socias de la Asociación de Generadoras de Chile, AES Gener, Colbún, Enel y Engie se **comprometen a no iniciar nuevos desarrollos de proyectos a carbón y trabajar en un plan de cierre de centrales**.

Sistema Eléctrico Nacional

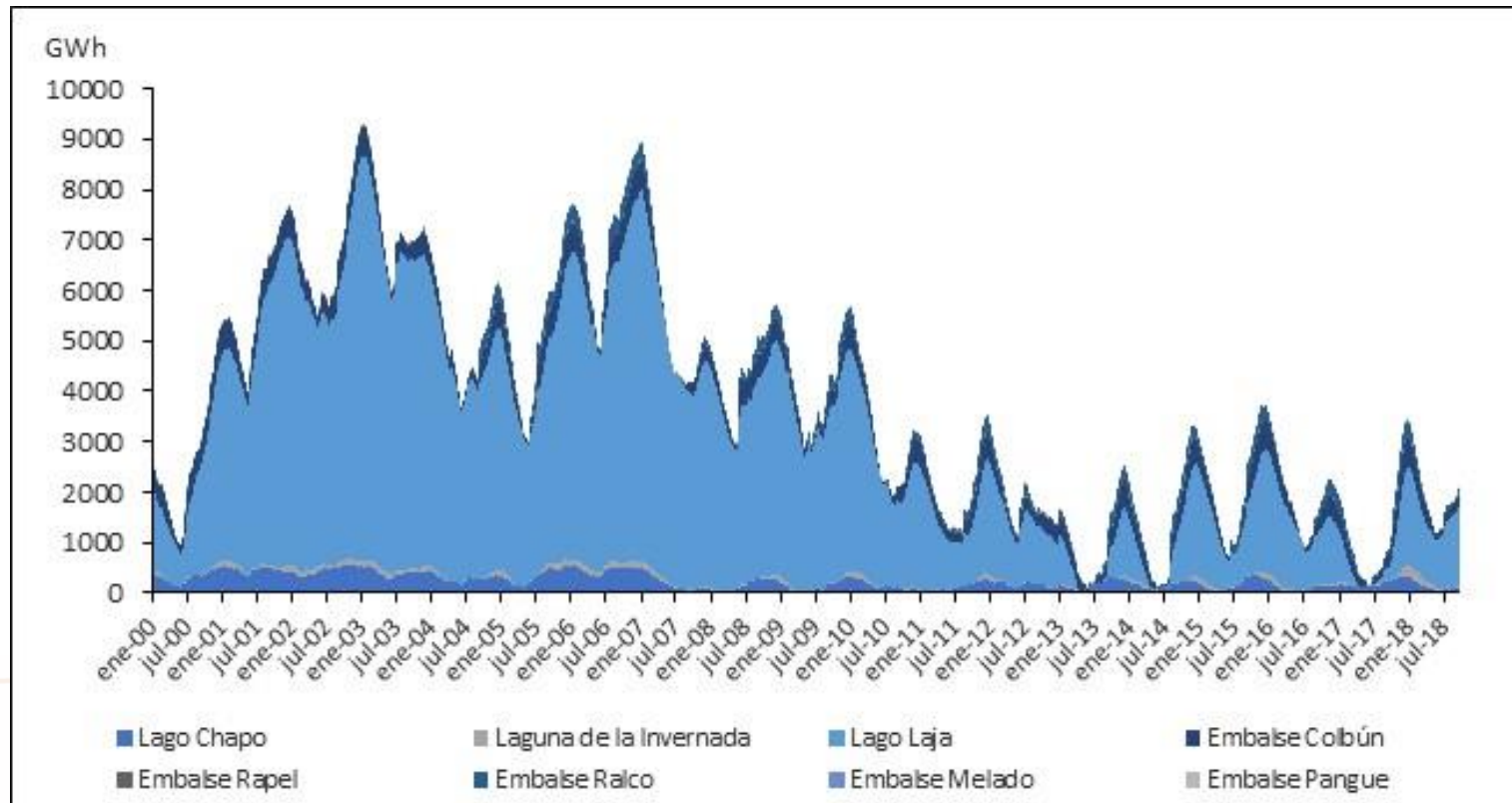


Capacidad
Instalada y
Generación



Operación
Real del SEN

Energía Embalsada



Por qué el Estudio

- ❑ La energía es generada principalmente por centrales térmicas en base a carbón.
- ❑ La capacidad de fuentes eólicas y solares representan en conjunto el 16% de la capacidad instalada total, y su generación el 10% (2017).
- ❑ Las centrales de embalse aportan flexibilidad al sistema, pero la energía almacenada en estos ha disminuido progresivamente.
- ❑ **¿Cómo va a reaccionar el sistema eléctrico si comenzamos a sacar la principal fuente de generación que hoy tiene?**
- ❑ **Desde septiembre de 2017, Valgesta ha desarrollado simulaciones que incorporan escenarios de cierre de centrales a carbón. En este ejercicio interno se observaron diversos efectos, que son necesarios de analizar en el contexto de la Mesa convocada por el Gobierno.**
- ❑ **Valgesta preparó una columna... que terminó en entrevista y en la necesidad de hacer publico el informe.**
- ❑ **El estudio es totalmente independiente y no pretende ser una propuesta de Plan de cierre, solo advertir sobre algunos efectos para que se puedan mitigar**



Objetivos del Estudio

1 Diseño de un plan de cierre de plantas a carbón (teórico) para el periodo 2019-2035 que sirva como punto de partida para el estudio actual y otros posibles análisis en el futuro.

2. Simular la operación del SEN para el periodo comprendido, entre los años 2019 y 2030.

3. Estimar los impactos asociados a un posible Plan de Cierre de Centrales a Carbón respecto de los siguientes aspectos:

i) Nivel de emisiones de CO₂e del sistema.

ii) Costos marginales del sistema.

iii) Costos de operación del sistema.

iv) Expansión del parque generador del sistema.

v) Expansión del parque de transmisión del sistema.

vi) Reconocimiento de Generación Local (RGL).

1 Diseño de un plan de cierre de plantas a carbón (teórico) para el periodo 2019-2035 que sirva como punto de partida para el estudio actual y otros posibles análisis en el futuro.

2. Simular la operación del SEN para el periodo comprendido, entre los años 2019 y 2030.

3. Estimar los impactos asociados a un posible Plan de Cierre de Centrales a Carbón respecto de los siguientes aspectos:

i) Nivel de emisiones de CO₂e del sistema.

ii) Costos marginales del sistema.

iii) Costos de operación del sistema.

iv) Expansión del parque generador del sistema.

v) Expansión del parque de transmisión del sistema.

vi) Reconocimiento de Generación Local (RGL).



Metodología del Estudio

Definición de un Plan de Cierre de plantas a carbón, basado en supuestos que el Consultor consideró como plausibles.



Simulación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), para condiciones hidrológicas media y seca, en tres escenarios distintos a saber:



Escenario 1: Escenario base (BAU).

Escenario 2: Escenario base con la aplicación del Plan de Cierre de centrales a carbón, sin realizar ajustes en el sistema.

Escenario 3: Escenario adaptado al Plan de Cierre.



Obtención de resultados con el objeto de visualizar los efectos sobre: nivel de emisiones de contaminantes del sistema, costos marginales y de operación del sistema, la expansión del parque generador del sistema, la expansión del sistema de transmisión, indicador RGL.



Análisis de resultados y conclusiones.



Plan de Cierre Centrales a Carbón

Definición de Plan de Cierre Centrales a Carbón

Aspectos considerados:

- Se estableció como meta que al año **2035 se reduce en un 50%** la capacidad instalada de centrales en base a carbón (base año 2018).
- Se priorizan aquellas unidades a carbón de **mayor antigüedad**.
- Se establece un “**equilibrio**” de cierre de centrales **entre empresas dueñas** de este tipo de centrales.
- Se establece un “**equilibrio**” de cierre de centrales entre el ex Sistema Interconectado Central y el ex Sistema Interconectado del Norte Grande.
- Se establece una “**gradualidad proporcional**” por año, y
- Se establece como restricción de cierre de una central, el que tenga **contratos de suministro eléctrico vigente** al año de cierre, que pueda ser asociados a la unidad correspondiente.

Central	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
TERMOELÉCTRICA NORGENER (NTO2)																
TERMOELÉCTRICA NORGENER (NTO1)											Sale				Sale	
COCHRANE (CCH2)																
COCHRANE (CCH1)																
TERMOELÉCTRICA ANGAMOS 1 (ANG1)																
TERMOELÉCTRICA ANGAMOS 2 (ANG2)																
Guacolda U1											Sale					
Guacolda U2													Sale			
Guacolda U3															Sale	
Guacolda U4																Sale
Guacolda U5																
Ventanas 1					Sale											
Ventanas 2									Sale							
Campiche																
Nueva Ventanas																Sale
Santa María																
TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ (CTTAR)																Sale
Bocamina								Sale								
Bocamina II																
CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA (CTA)																
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U15)				Sale												
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U14)				Sale												
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U13)	Sale															
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U12)	Sale															
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES (CTM2)																Sale
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES (CTM1)												Sale				
IEM																
TERMOELÉCTRICA HORNOTOS (CTH)																
Capacidad instalada retirada (MW)	167	167	411	411	531	531	661	661	869	869	1159	1314	1466	1607	2071	2499
Capacidad instalada retirada (%)	3%	3%	8%	8%	10%	10%	12%	12%	16%	16%	21%	24%	27%	30%	38%	46%

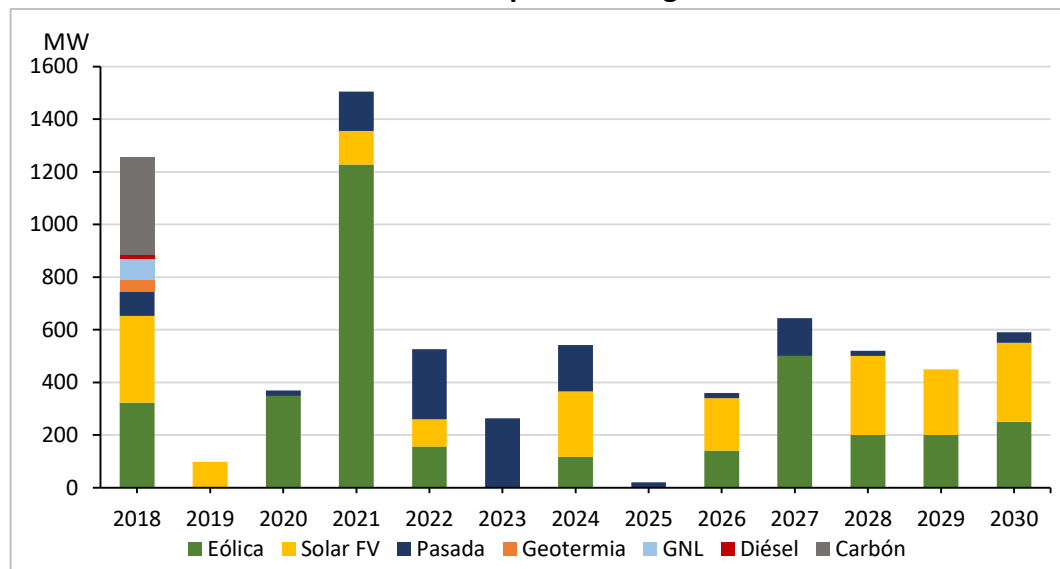


Supuestos para la simulación de la Operación del SEN

Supuestos de Operación del SEN

Escenario Base (1)

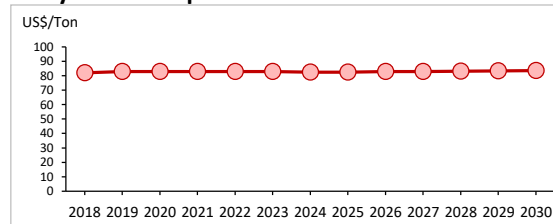
Plan de Obras de expansión de generación Escenario 1



Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

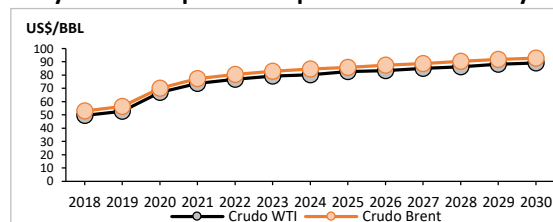
- Se contempla el ingreso de **5.889 MW**, de los cuales **3.140 MW** corresponden a centrales eólicas (53%), **1.628 MW** solares fotovoltaicas (28%) y **1.121 MW** a centrales de pasada (19%). (Desde 2019 al 2030)

Proyección del precio del carbón térmico en Chile



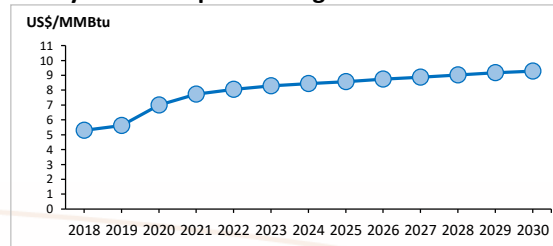
Fuentes: EIA, CNE, Valgesta Energía

Proyección del precio del petróleo crudo WTI y Brent



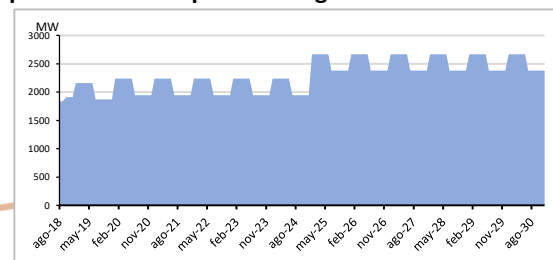
Fuente: EIA

Proyección del precio del gas natural en Chile



Fuentes: EIA, Valgesta Energía

Capacidad total disponible de generación de centrales GN

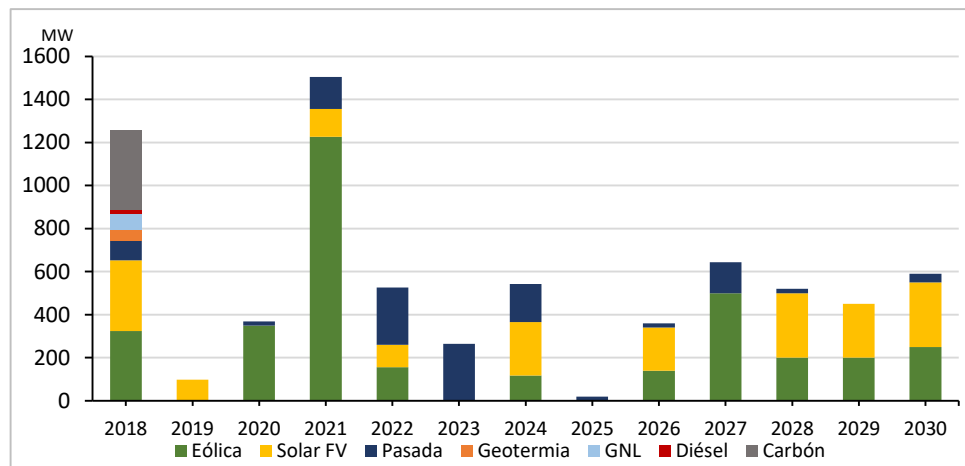


Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

Consideraciones y Supuestos

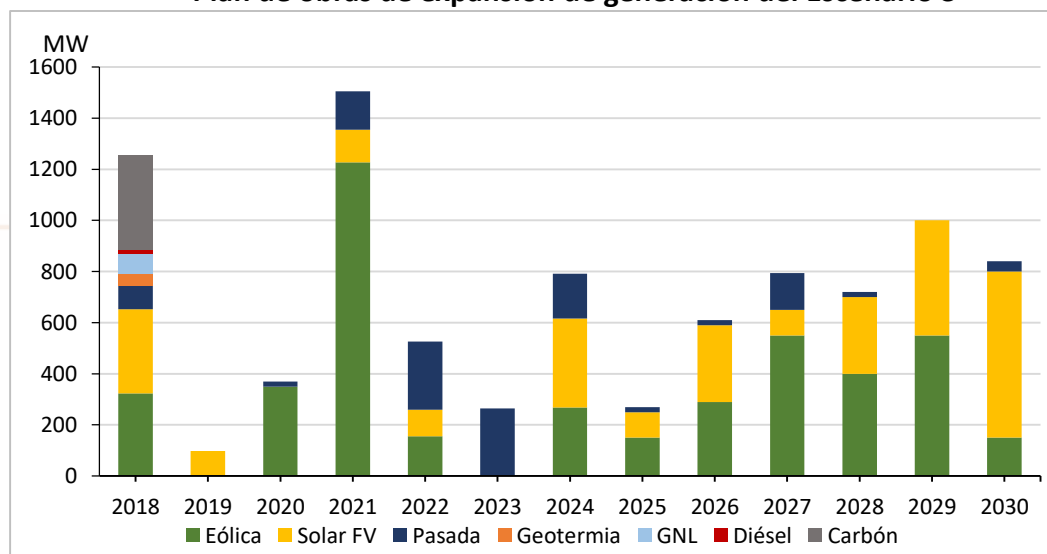
Escenario 3

Plan de Obras de expansión de generación del Escenario 1



“El Escenario 3 fue elaborado a partir del Escenario 1
Base considerando el **mismo plan de cierre** del
Escenario 2”

Plan de obras de expansión de generación del Escenario 3



- Se incorpora mayor instalación de **centrales solares fotovoltaicas y eólicas** a partir del año **2024**.
- Hasta el año 2030 se contempla un ingreso adicional de app. **950 MW de centrales eólicas y 950 MW de centrales solares fotovoltaicas**, respecto al Escenario 1.
- En suma, este escenario contempla la instalación de **1.900 MW**.

Plan de obras de expansión del sistema de transmisión del Escenario 3

Fecha de ingreso	Instalación	Capacidad (MVA)
jun-18	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 kV: segundo circuito	1x290
jun-18	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x220 kV: primer circuito	1x290
ago-18	Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500 kV	2x1.700
ago-18	Nueva Línea Cardones - Maitencillo 2x500 kV	2x1.700
oct-18	Nueva Línea A. Melipilla - Rapel 1x220 kV	1x290
oct-18	Nueva Línea Lo Aguirre - A. Melipilla 2x220 kV: primer circuito	1x290
ene-19	Nueva Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV	2x1.500
feb-19	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV	2x1.700
nov-19	Nueva Línea Cumbres - Diego de Almagro 2x220 kV	2x600
dic-20	Nueva Línea Los Changos - Nueva Crucero-Encuentro 2x500 kV	2x1.500
jun-21	Nueva Línea Nueva Pozo Almonte - Cóndores 2x220 kV: primer circuito	1x260
jun-21	Nueva Línea Nueva Pozo Almonte - Parinacota 2x220 kV: primer circuito	1x260
jun-21	Nueva Línea Maitencillo - Punta Colorada - Pan de Azúcar 2x220 kV	2x500
jul-21	Nueva Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
jun-22	Nueva Línea Nueva Chuquicamata - Calama 2x220 kV	2x260
jun-23	Nueva Línea Pan de Azúcar - Punta Sierra 2x220 kV	2x580
jun-23	Nueva Línea Punta Sierra - Pelambres 2x220 kV	2x580
jun-23	Nueva Línea Puerto Montt - Nueva Ancud y nuevo cruce aéreo 2x500 kV	2x290
ene-24	Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 1x500 kV	1x1.700
ene-24	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 1x500 kV	1x1.700
ene-25	Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500 kV (*)	1x1.700
ene-25	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 1x500 kV (*)	1x1.700
ene-25	Nueva Línea Cardones - Maitencillo 1x500 kV (*)	1x1.700
ene-25	Nueva Línea Polpaico - Lo Aguirre - Alto Jahuel 1x500 kV: tercer circuito	1x1.700
ene-26	Nueva Línea Cumbres - Cardones 1x500 kV (*)	1x1.700
ene-26	Nueva Línea Cumbres - Changos 1x500 kV (*)	1x1.700
ene-27	Nueva Línea Charrúa - Ancoa 1x500 kV: cuarto circuito (*)	1x1.700
ene-27	Nueva Línea Polpaico - Lo Aguirre - Alto Jahuel 1x500 kV: cuarto circuito (*)	1x1.700
ene-27	Nueva Línea Charrúa - Ciruelos 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
ene-27	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
ene-27	Energización en 500 kV de Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV	2x1.700

“Se requeriría una capacidad de transmisión app.
Equivalente a **1.000 millones USD** adicionales al
año **2030**”

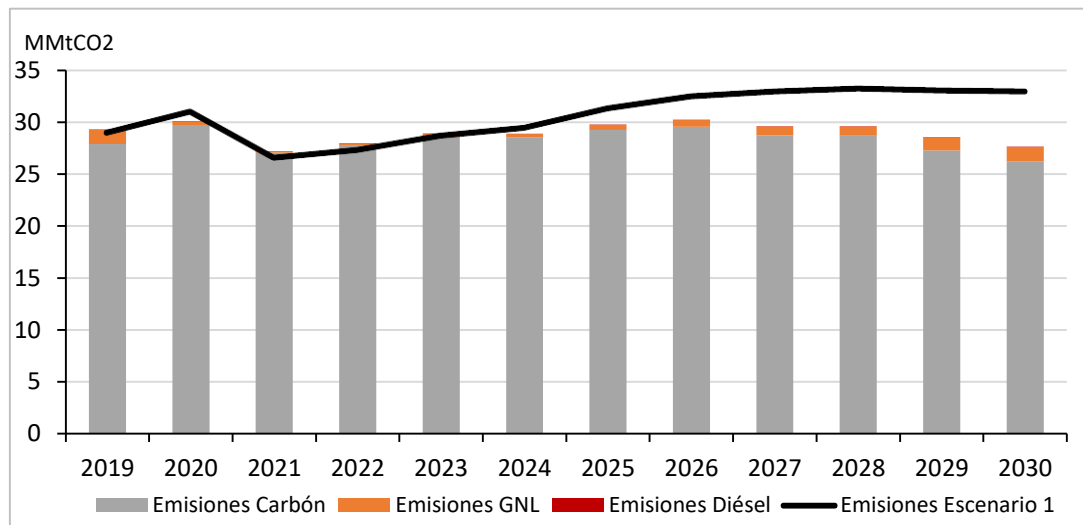
- En el **Escenario 1**, al 2030, se requiere **2.800 millones USD**
- En el **Escenario 3** se requiere **3.800 millones USD**, es decir, un **35% más** que en el **Escenario 1**.



Resultados

Impacto en las Emisiones CO₂e Resultados con Hidrología Media

Escenario 1 vs Escenario 3

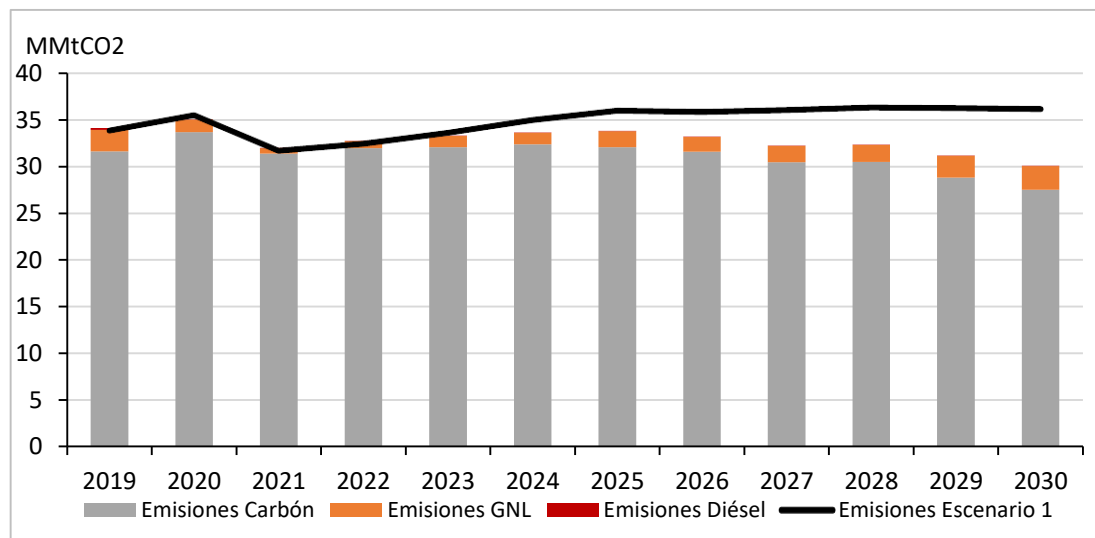


Fuente: Valgesta Energía

- En el Escenario 3 las emisiones globales se **reducen en un 5,5% app.** para todo el periodo analizado en comparación al Escenario 1.
- En el Escenario 3 y para el año 2030 las emisiones de CO₂e alcanzan a un **20% de reducción** en base a las emisiones del Escenario 1.

Impacto en las Emisiones CO₂e Resultados con Hidrología Seca

Escenario 1 vs Escenario 3

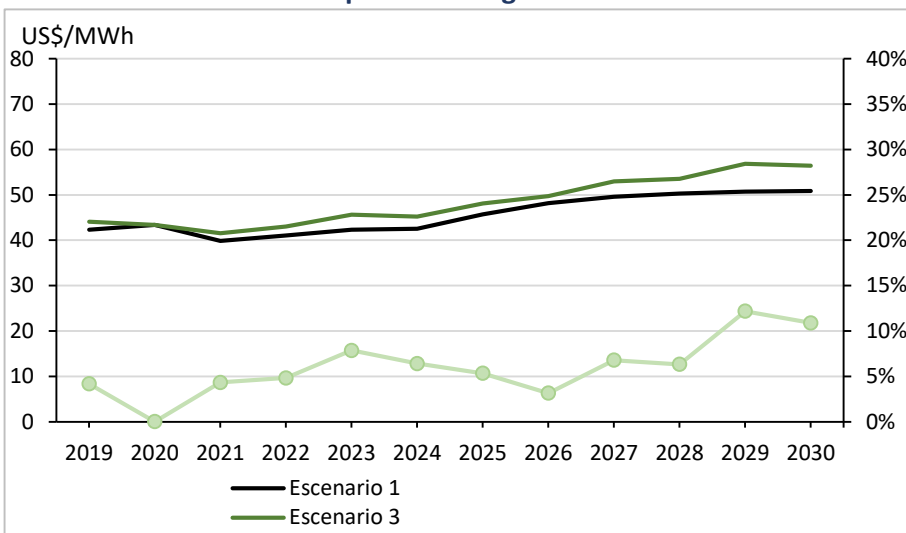


- Para el **Escenario 3** se reduce en un **6,5%** del **total de emisiones del periodo** en comparación al Escenario 1.
- Para el año **2030** en el **Escenario 3** las emisiones de **CO₂** se reducen en un **16,9%** en base al **Escenario 1**.

Impacto en los CMg de Energía

Escenario 1 y Escenario 3

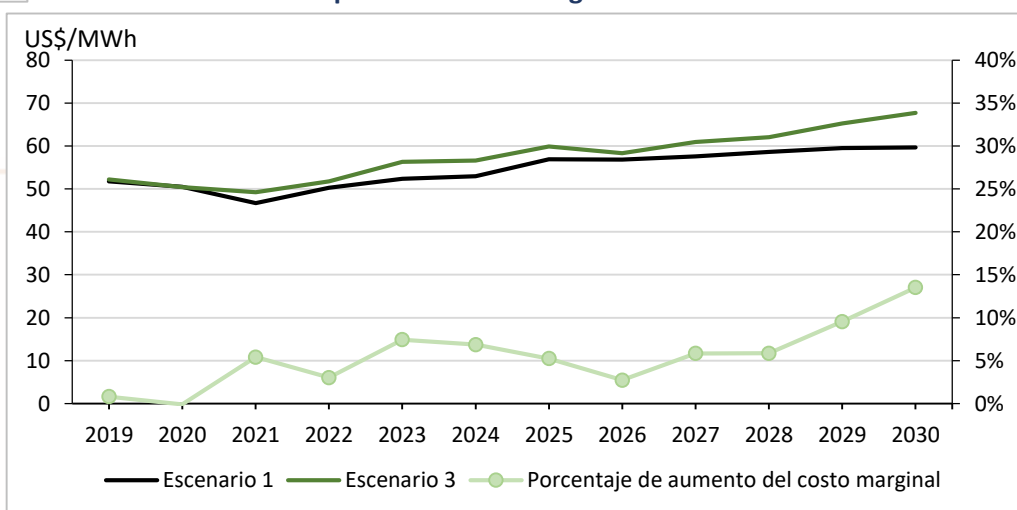
Costos marginales promedio anual proyectados para barra Quillota 220 kV para hidrología media



Hidrología media

- **Escenario 3** el aumento esperado es de **6%** para todo el periodo analizado (2019 - 2030).
- En el **2030** se proyecta el CMg promedio anual en Quillota 220 kV en **50,9 US\$/MWh** y **56,4 US\$/MWh** para el Escenario 1 y Escenario 3, respectivamente. Implicando un **aumento** en torno al **11%**.

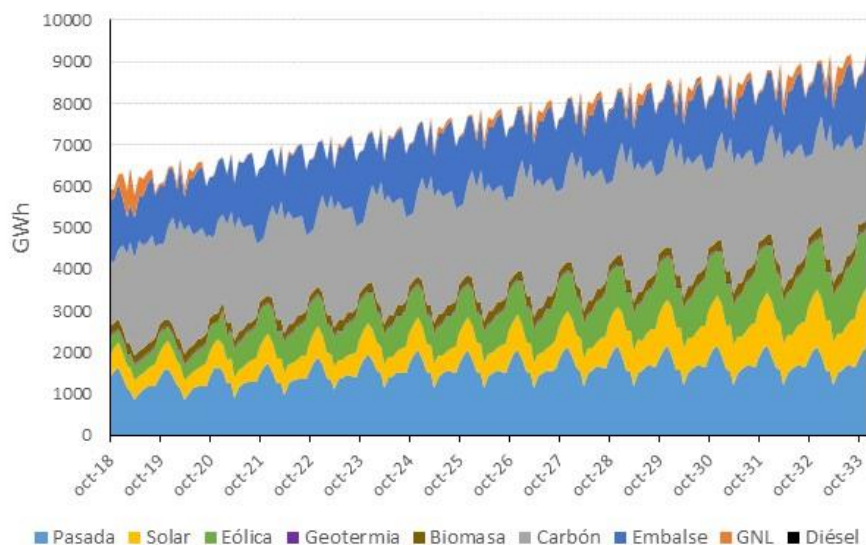
Costos marginales promedio anual proyectados para barra Quillota 220 kV promedio 5 hidrologías más secas



Hidrología seca

- **Escenario 3** el aumento esperado es de **5,5%** para todo el periodo analizado (2019 - 2030).
- En el **2030** se proyecta el CMg promedio anual en Quillota 220 kV en **59,6 US\$/MWh** y **68,0 US\$/MWh** para el Escenario 1 y Escenario 3, respectivamente. Implicando un **aumento** en torno al **14%**.

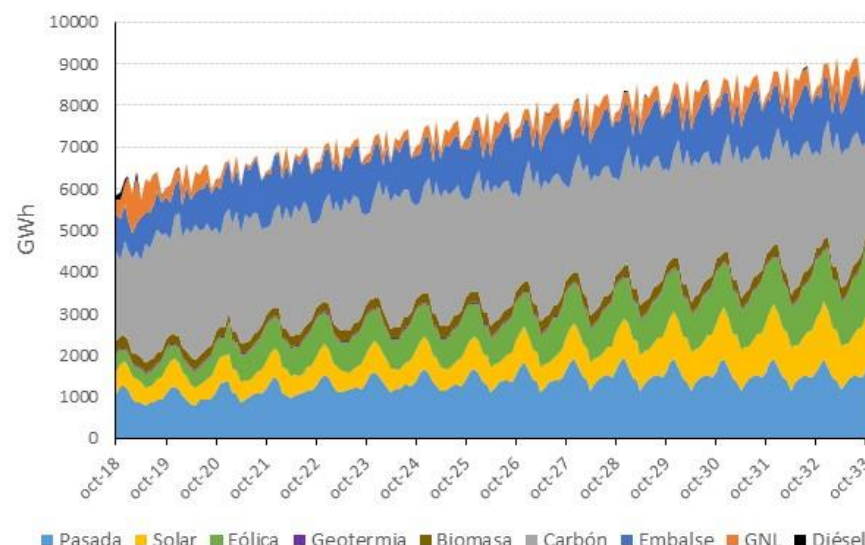
ESCENARIO BASE - HIDROLOGÍA MEDIA



Hidrología media

- La participación de centrales a carbón, para el **Escenario 1**, se mantiene en torno al **35%** a partir del 2021 y con una moderada tendencia a la disminución a partir del año 2026.

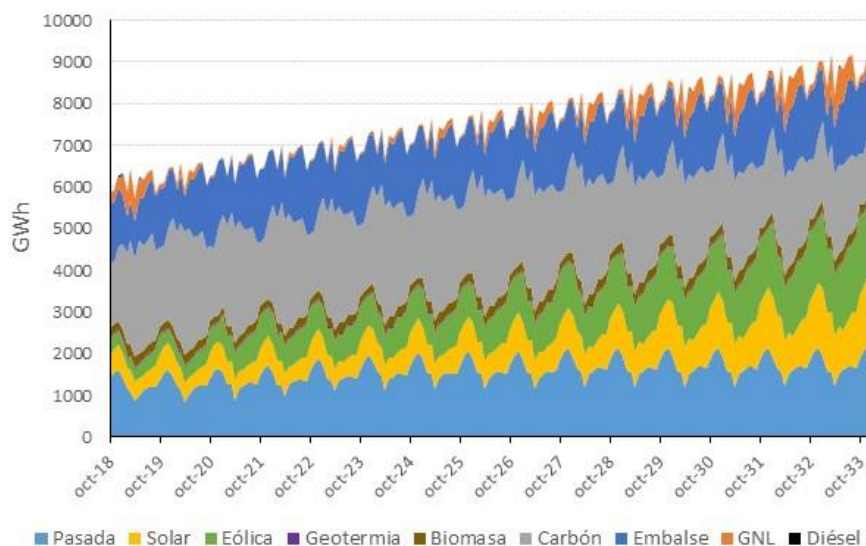
ESCENARIO BASE - HIDROLOGÍA SECA



Hidrología seca

- En el **Escenario 1** en el promedio de las 5 hidrologías más secas, es **superior a la observada para hidrología media**. Al año 2026 se observa una **tendencia a la disminución de la participación**.

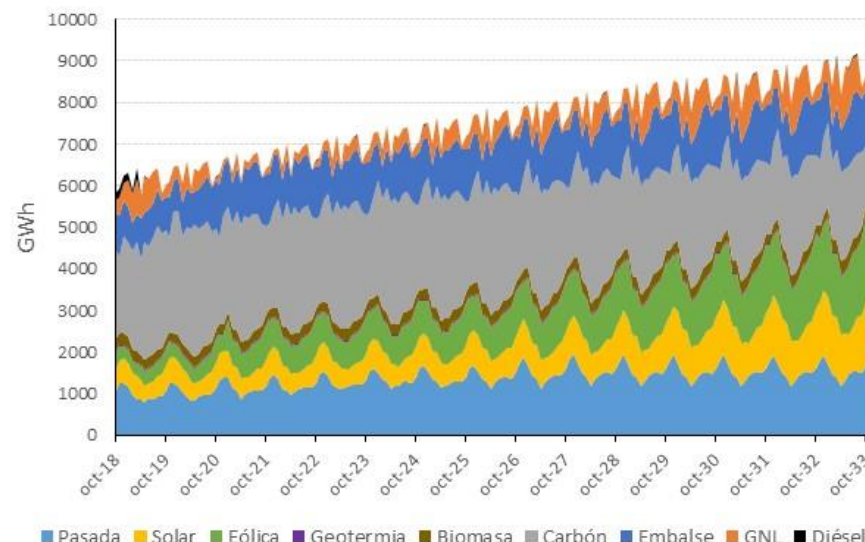
ESCENARIO 3 - HIDROLOGÍA MEDIA



Hidrología media

- La participación de centrales a carbón, para el **Escenario 1**, se mantiene en torno al **35%** a partir del 2021 y con una moderada tendencia a la disminución a partir del año 2026.
- Para el **Escenario 3** se observa una **tendencia a la disminución de la participación de centrales a carbón** en la generación, alcanzando, una participación en torno al **25%** en el año **2030**.

ESCENARIO 3 - HIDROLOGÍA SECA

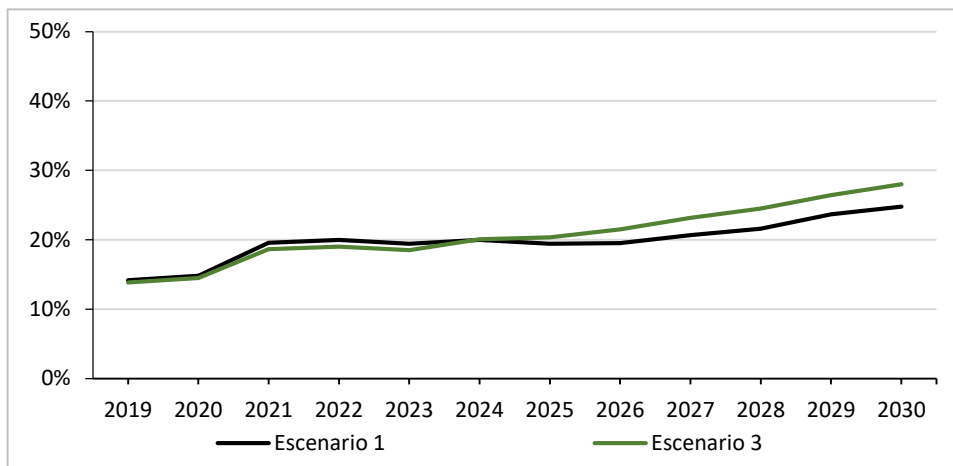


Hidrología seca

- En el Escenario 1 en el promedio de las 5 hidrologías más secas, es **superior a la observada para hidrología media**. Al año 2026 se observa una **tendencia a la disminución de la participación**.
- Para el **Escenario 3** se observan **tendencias similares a las proyectadas** para hidrología media, pero con valores superiores. Para ambos escenarios se observa una **participación del 30%** en el año **2030**.

Impacto en el despacho de Energía Solar y Eólica

Escenario 1y 3 : Proyección de porcentaje de participación de centrales solares y eólicas en la generación, para hidrología media



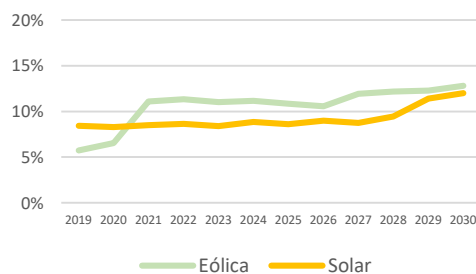
Hidrología media

- Al 2021 se observa un considerable aumento en la generación limpia, lo que se debe al ingreso de app. **1.900 MW** de capacidad instalada de centrales eólicas y solares.
- El porcentaje de participación de centrales solares y eólicas en el Escenario 2 es similar al Escenario 1, dado que ambos planes contemplan el mismo plan de obras de expansión de generación. Es decir, la **misma cantidad de instalación futura de centrales solares fotovoltaicas y eólicas**.

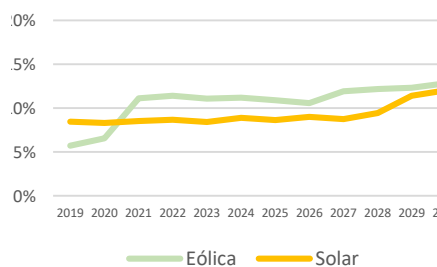
Escenario 1: Proyección de porcentaje de participación de centrales solares y eólicas en la generación, para hidrología media y seca

Escenario 3: Proyección de porcentaje de participación de centrales solares y eólicas en la generación, para hidrología media y seca

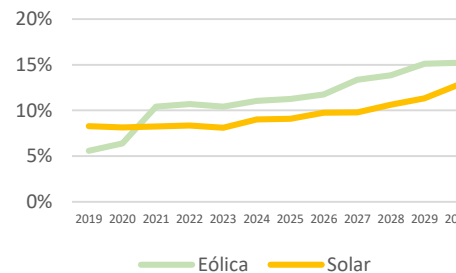
E1- Hidrología media



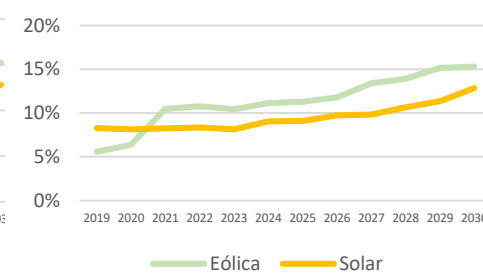
E1- Hidrología Seca



E2- Hidrología media

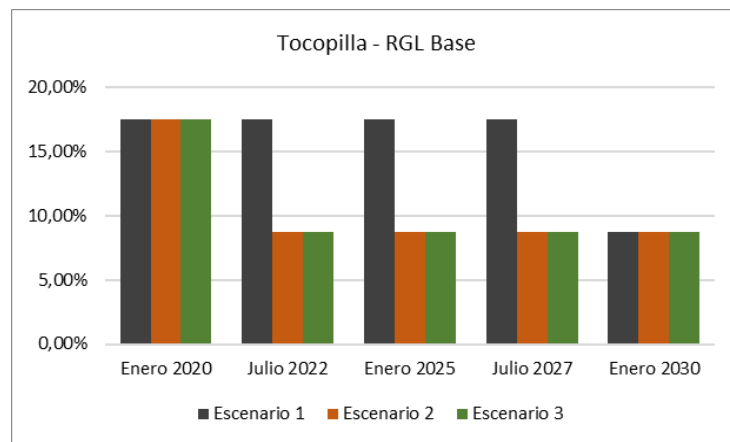


E2- Hidrología seca



Impacto en el descuento RGL Hidrología Media y Seca

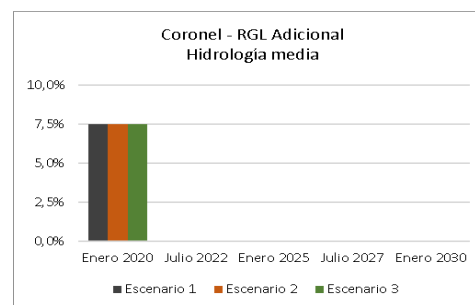
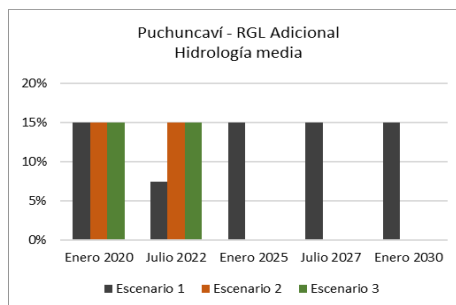
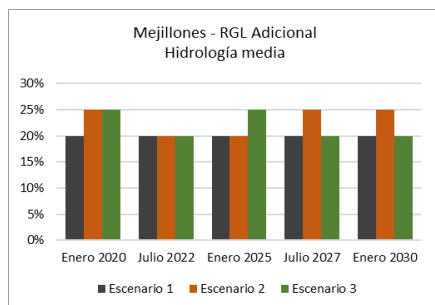
Descuentos por RGL Base



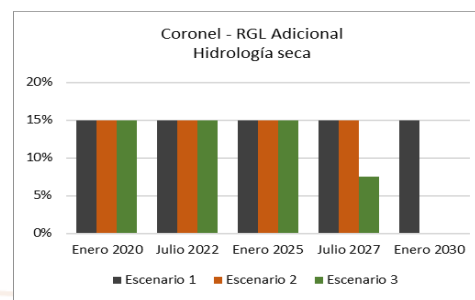
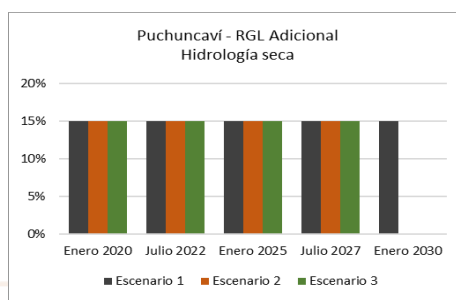
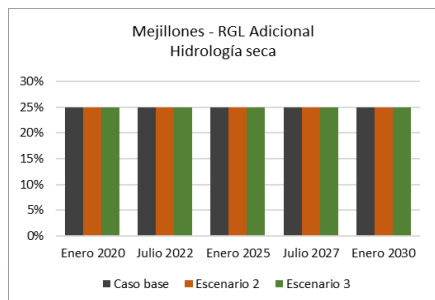
- En la **componente base**, se observa que **solo la comuna de Tocopilla ve afectado su descuento**. Si bien en el resto de las comunas varía el factor de intensidad, no es suficiente la variación para cambiar el nivel del descuento.
- En Escenarios 2 y 3, que contemplan **plan de cierre** de las unidades U12, U13, U14 y U15, se reduce el descuento para el año 2022 desde un 17,5% a un 8,75%.
- El Escenario 1, caso base **sin plan de cierre**, solo visualiza una disminución del descuento para el mes de enero del 2030 debido a un crecimiento en el número de clientes, lo cual afecta su factor de intensidad.

Impacto en el descuento RGL Hidrología Media y Seca

Descuento RGL Adicional para hidrología media



Descuento RGL Adicional para hidrología seca



- En cuanto a la **componente adicional**, se observa que **la hidrología seca aporta en mantener el descuento**, debido a la mayor generación en base a centrales térmicas que no cierran en las comunas analizadas.
- Para las comunas de Tocopilla y Huasco el nivel de descuento no cambia.
- Solo hay impactos en comunas donde se cierran centrales eficientes y que por ende son despachadas



Conclusiones

Nivel de Emisiones Contaminantes

De los resultados obtenidos para la estimación de emisiones totales de CO₂e para el período 2019-2030 en los distintos escenarios, para **condición hidrológica media**, se tiene:

- El Escenario 1 presenta emisiones en torno a 368 MMtCO₂, de las cuales un 98,5% son emitidas por centrales en base a carbón, mientras que el resto corresponde a GNL y diésel.
- En el Escenario 3, las emisiones totales alcanzan a 348 MMtCO₂ equivalente a una reducción de un 5,5% aproximadamente respecto al Escenario 1. El análisis para el año 2030, se observa una reducción del 20% del total de emisiones de CO₂ respecto del Escenario 1.

Respecto de los resultados obtenidos para la estimación de emisiones totales de CO₂e para el período 2019-2030, en los distintos **escenarios en condición hidrológica seca**, se tiene:

- El Escenario 1, arroja emisiones totales en torno a 419 MMtCO₂, es decir, 51 MMtCO₂ adicionales al caso con hidrología media, lo que representa un 13,9% de aumento. En este caso, del total de emisiones, un 98,5% son emitidas por centrales en base a carbón.
- En el Escenario 3, las emisiones totales alcanzan a 394 MMtCO₂. Es decir corresponden a una reducción de 25 MMtCO₂ en relación al Escenario 1, lo que representa cerca de un 6%. Si el análisis se hace solo para el año 2030, en el Escenario 3 se logra una reducción del 16,9% del total de emisiones de CO₂ respecto del Escenario 1 (36,2 MMtCO₂), equivalentes a 6,1 MMtCO₂.

Nivel de Emisiones Contaminantes

- Considerando los resultados obtenidos para los tres escenarios analizados, estos muestran que **solo el Escenario 1, en condición hidrológica seca, arroja emisiones por sobre el umbral teórico** de 35,84 MM tCO₂. Este escenario arroja emisiones de 36,2 MM tCO₂, lo que equivale a una diferencia de 0,36 MM tCO₂ (1%). Este valor se considera no significativo por cuanto está por dentro del margen de error del modelo.
- En base a lo anterior, un plan de cierre de centrales a carbón si bien es un mecanismo eficaz para reducir efectivamente las emisiones de CO₂ del sistema, bajo los supuestos considerados, **no sería requisito para dar cumplimiento a los compromisos de Chile en relación al Acuerdo de París, salvo que se quiera avanzar más allá del objetivo comprometido, o que el Plan de Acción de Mitigación que presente el país, proponga esfuerzos distintos y no proporcionales para los diversos sectores que emiten GEI**, cuestión que requiere un análisis de costo eficiencia de las diversas medidas por sector que pueden implementarse.
- Del análisis de las simulaciones realizadas, es posible señalar que al año 2030 en el **escenario 3** se tienen un porcentaje de participación de generación eléctrica con **energía renovable del 77%**. Este número permite concluir que se estaría dando **cumplimiento a las metas comprometidas en la Política Energética Nacional 2050**. El mismo ejercicio en condiciones hidrológicas secas entrega un porcentaje de 65%.

Efectos en costos marginales del Sistema

- Respecto a los costos marginales obtenidos en el **Escenario 3**, en condición hidrológica media, se observa un impacto similar al del Escenario 2, pero atenuado. En este caso el **aumento observado en el valor promedio anual para el periodo entre 2019 y 2030 es de un 6,0%**, mientras que **para el año 2030 dicho aumento sería del orden de un 11%** respecto de los valores obtenidos en el Escenario 1. Si se analiza el caso **con hidrología seca, el impacto sería un aumento del 14%** aproximadamente en dicho año.
- La razón que explica el aumento en el costo marginal de energía, es principalmente el mayor despacho de centrales a gas natural. En efecto, para una condición hidrológica media en el año 2030, la participación podría aumentar al doble en el Escenarios 3, respecto al Escenario 1. Si se analiza el caso con hidrología seca, los aumentos en la participación se encuentran dentro del mismo orden.

Efectos en RGL

- El análisis realizado arrojó como principales resultados variaciones en los descuentos por RGL en las comunas de Mejillones, Tocopilla, Puchuncaví, Coronel y Huasco, dependiendo del escenario evaluado.
- Respecto del beneficio en el RGL Base, se observan variaciones sólo en la comuna de Tocopilla, que hoy en día presenta un beneficio de 17,5% en RGL Base y 15% en RGL Adicional. Con un plan de cierre de carboneras tanto en el escenario 2 como en el 3, **para el año 2022, el RGL Base disminuiría de un 17,5% a un 8,75%** lo que puede significar un aumento aproximado del 7% a la cuenta tipo residencial de consumo de 180kWh-mes en dicha comuna.
- En relación al RGL Adicional, los resultados muestran que en los Escenarios 2 y 3, **la comuna más afectada sería Puchuncaví. Para el año 2025 el beneficio se reduciría de un 15% a 0%** por el cierre de la central Ventanas 1 en 2022. En el largo plazo, cerca del año 2030, Huasco también vería reducido su descuento por RGL Adicional producto del cierre paulatino de las unidades de Guacolda desde el año 2028. **A nivel de tarifa residencial, la pérdida del 15% de descuento por RGL Adicional implicaría un aumento en el total de la cuenta tipo residencial de un 11% y 12% para Puchuncaví y Huasco respectivamente.**

- Creemos que se debe avanzar decididamente por una matriz eléctrica más limpia, segura y eficiente.
- La decisión de cierre de centrales a carbón no sólo debe responder a decisiones privadas, sino que a los intereses públicos también.
- En este sentido se debe definir con claridad cuál es el objetivo de política pública que se desea lograr con esta medida. Este elemento es clave para definir un buen plan de cierre.
- Se deben identificar todos los posibles impactos para tomar las medidas de mitigación que sean necesarias.
- Este estudio se concibió como un punto de partida y no pretende ser la última palabra al respecto.
- **Valgesta continuará analizando escenarios que sean plausibles desde nuestra perspectiva con el objeto de afinar los resultados y ofrece desde ya a la Mesa realizar sensibilizaciones al estudio realizado, con las restricciones que ello supone dada la independencia del estudio.**



Anexos

Consideraciones y supuestos

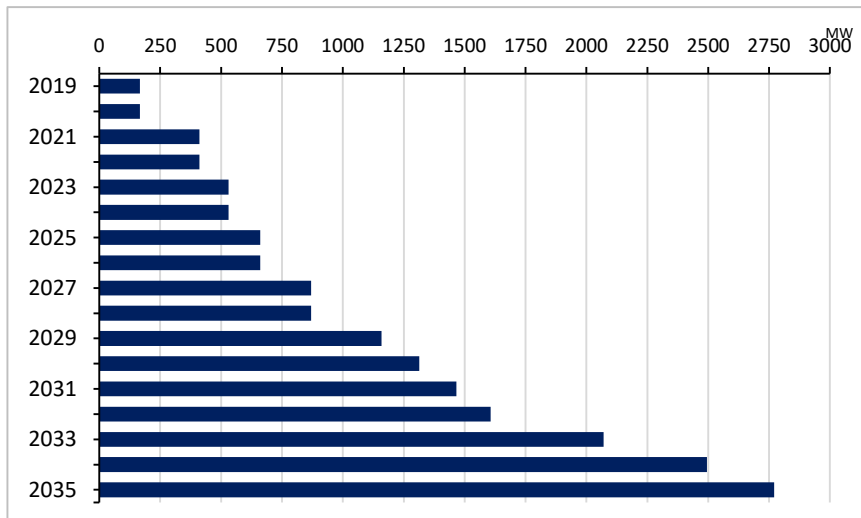
Impactos en el despacho

Impactos en costos

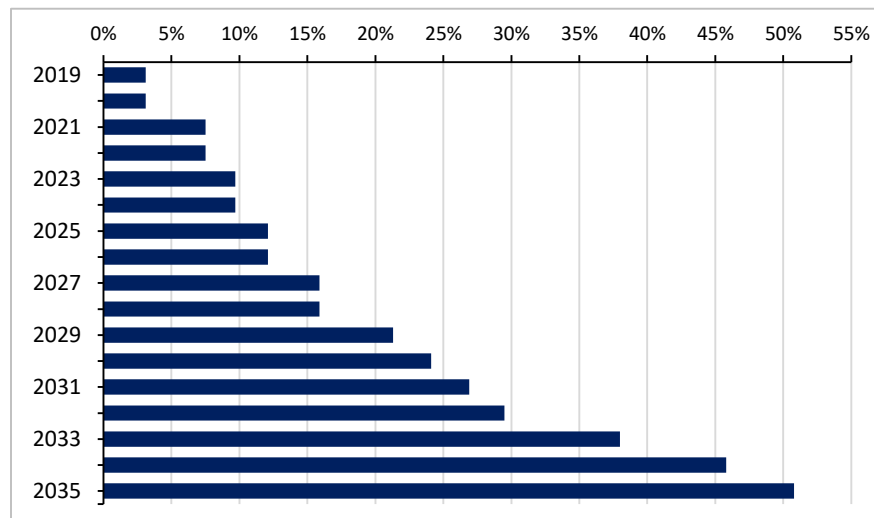
Impactos RGL

Consideraciones y Supuestos Escenario 2

Capacidad instalada retirada de centrales a carbón con respecto al año 2018



Porcentaje de capacidad instalada retirada de centrales

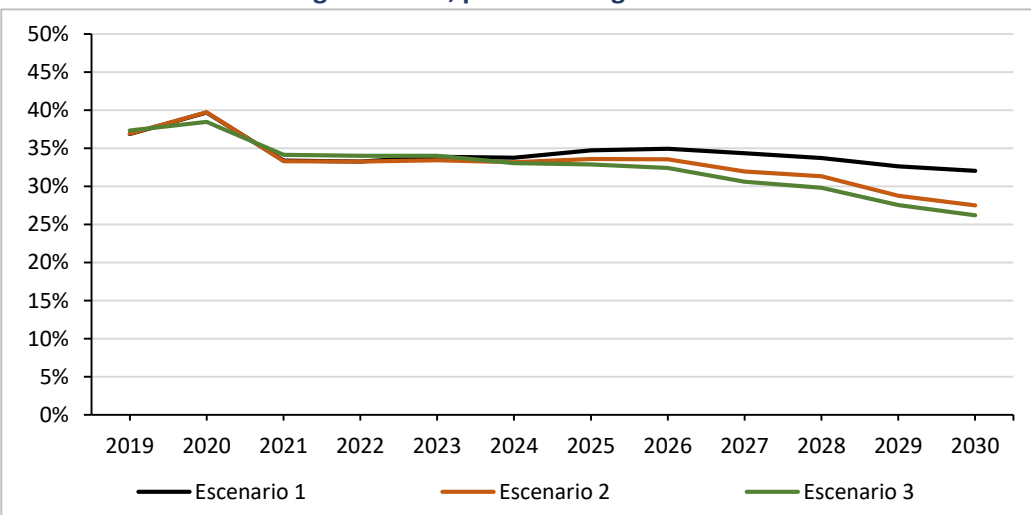


Fuente: Valgesta Energía

- El Escenario 2 fue elaborado a partir del Escenario 1.
- El Escenario 2 considera que en el año **2035 se reduce en un 50% la capacidad instalada** de este tipo de centrales con la gradualidad que ahí se indica.
- Cabe recalcar que en este **plan considera el plan de cierre y no se realizan ajustes a los demás supuestos** considerados en el Escenario 1

Impacto en el despacho de Carbón

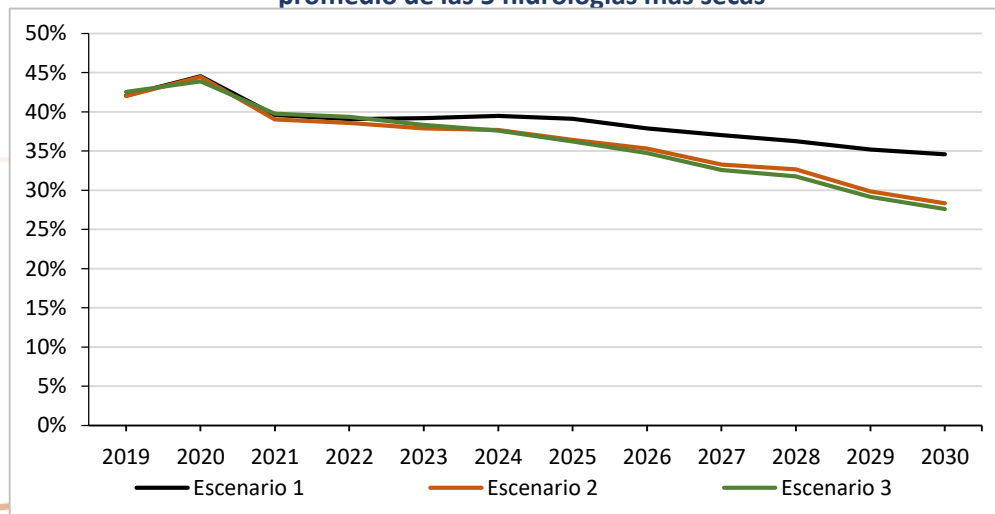
Proyección de porcentaje de participación de centrales a carbón en la generación, para hidrología media



Hidrología media

- La participación de centrales a carbón, para el **Escenario 1**, se mantiene en torno al **35%** a partir del 2021 y con una moderada tendencia a la disminución a partir del año 2026.
- Para el Escenario 2 y Escenario 3 se observa una **tendencia a la disminución de la participación de centrales a carbón** en la generación, **alcanzando, una participación en torno al 25%** en el año 2030.

Proyección de porcentaje de participación de centrales a carbón en la generación, promedio de las 5 hidrologías más secas

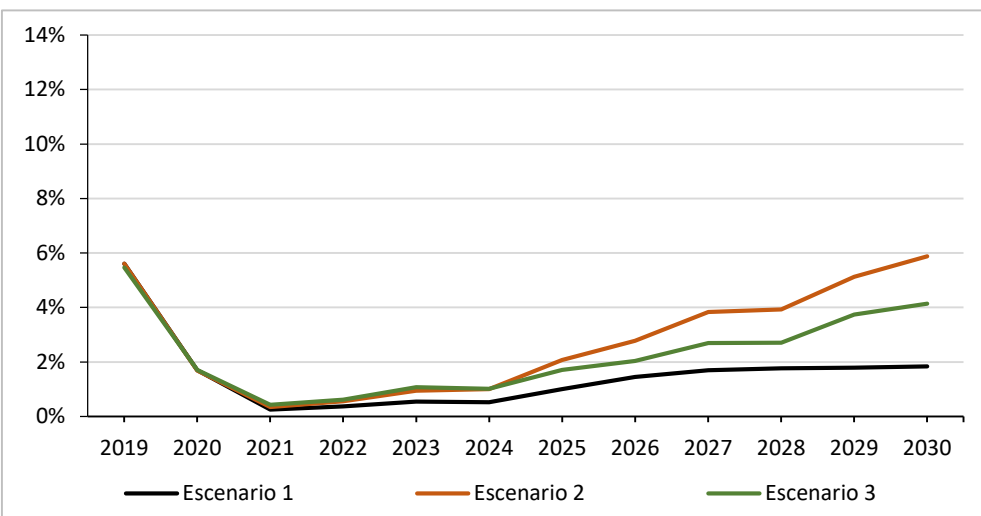


Hidrología seca

- En el Escenario 1 en el promedio de las 5 hidrologías más secas, es **superior a la observada para hidrología media**. Al año 2026 se observa una **tendencia a la disminución de la participación**.
- Para el **Escenario 2 y Escenario 3** se observan **tendencias similares a las proyectadas para hidrología media**, pero con valores superiores. Para ambos escenarios se observa **una participación del 30%** en el año 2030.

Impacto en el despacho de Gas

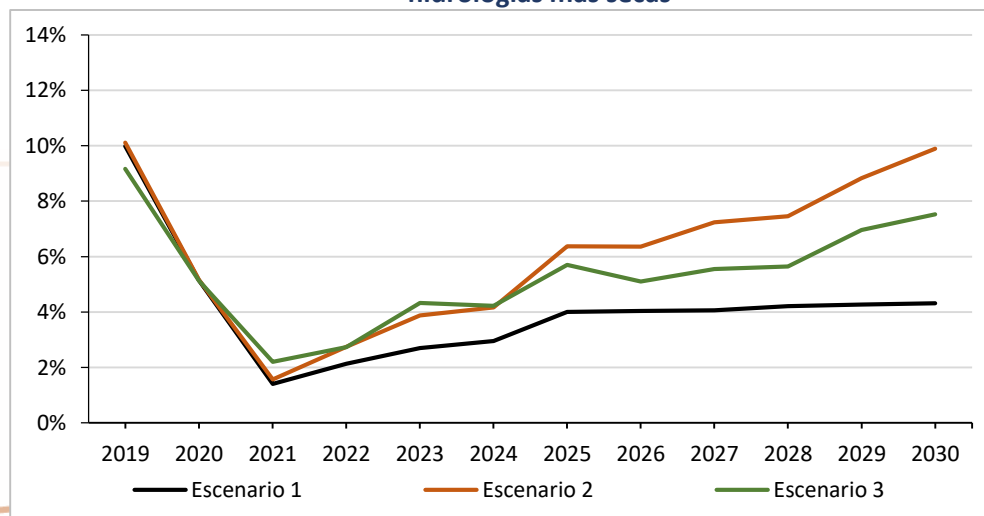
Proyección de porcentaje de participación de centrales a gas natural en la generación, para hidrología media



Hidrología media

- A partir del año **2022** se proyecta una tendencia al **aumento en la participación de centrales a gas natural**.
- En el Escenario 2 y Escenario 3, las participaciones al año 2030 **se estima que se podrían triplicar y duplicar**, respectivamente, con respecto al Escenario 1.

Proyección de porcentaje de participación de centrales a gas natural en la generación, correspondiente al promedio de las 5 hidrologías más secas

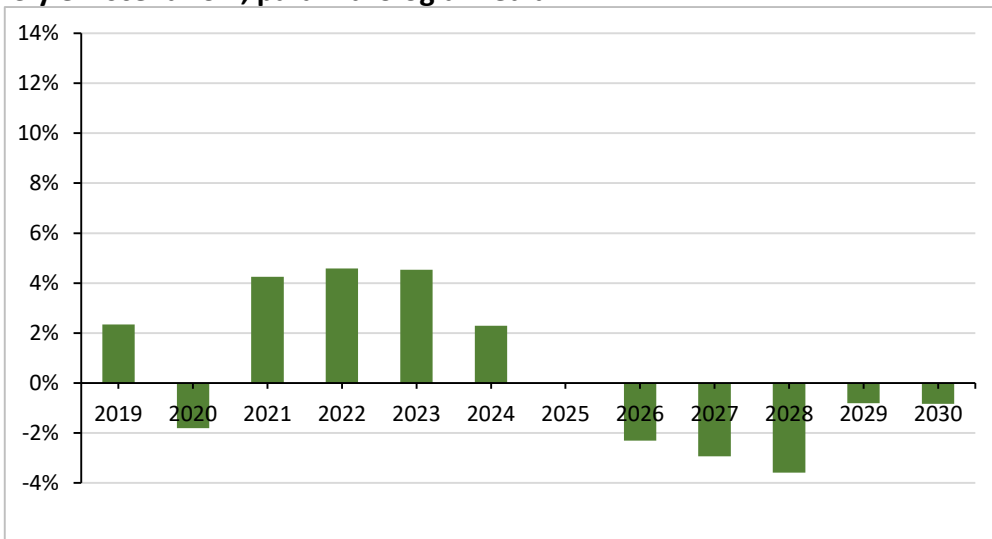


Hidrología seca

- Para todos los Escenarios, el promedio de las 5 hidrologías más secas, **presentan tendencias similares a las observadas para hidrología media**, no obstante, con valores superiores.
- Es posible inferir, que los **mayores CMg proyectados** tanto en el Escenario 2 como en el Escenario 3, se deben **mayoritariamente al mayor despacho de este tipo de unidades**.

Impacto en los Costos Operativo Térmico

Diferencia porcentual entre el costo operativo térmico del Escenario 3 y el Escenario 1, para hidrología media



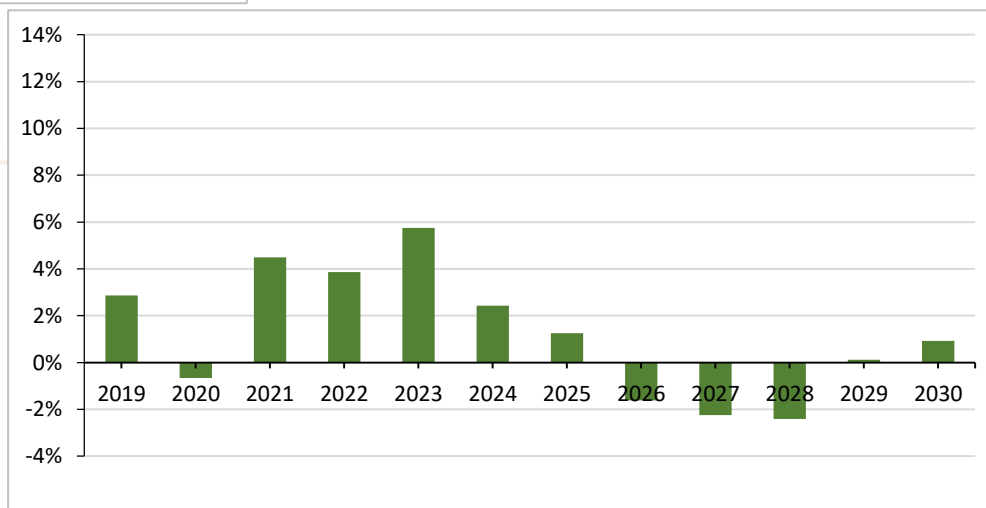
Hidrología media

- Para el año 2030, se estima que el costo operativo térmico podría **disminuir en torno a un 1% en el año 2030**, con respecto al Escenario 1, para hidrología media.

Diferencia porcentual entre el costo operativo térmico del Escenario 3 y el Escenario 1, promedio 5 hidrologías más secas

Hidrología seca

- Para el año 2030, se estima que el costo operativo térmico podría **aumentar en torno a un 1%** con respecto al Escenario 1 para el promedio de las 5 hidrologías más secas de la estadística de afluentes.



Efectos en costos de operación del Sistema

- En el Escenario 3 los resultados arrojan **una disminución del costo de operación en torno al 1%** respecto del Escenario 1, cifra que se considera no significativa por cuanto ésta se encuentra dentro del error que arroja el modelo de simulación utilizado, por lo que no es posible ser concluyente en este punto.

Efectos en la Expansión del Parque generador-transmisor

- La expansión de la generación implicaría un aumento de la capacidad instalada de 1.900 MW, adicionales a los considerados en el Escenario Base, agregando 950 MW de capacidad instalada en base a energía eólica y 950 MW en base a energía solar fotovoltaica. Esto se traduce en un 30% de capacidad instalada adicional a la que se requeriría en el Escenario 1. Es importante mencionar que a partir del año 2030 se requiere capacidad adicional de generación, la cual también estaría compuesta principalmente por energía eólica y en menor medida por solar fotovoltaica.
- El efecto que se observa por un mayor requerimiento de infraestructura de transmisión en un escenario de cierre de centrales a carbón adaptado (Escenario 3) incorpora nueva capacidad de transmisión. Específicamente el análisis arrojó la necesidad de nueva capacidad de transmisión por el equivalente a 1.000 millones de dólares al año 2030, aproximadamente. Así, en el Escenario 1 se identificaron requerimientos en transmisión por un monto de 2.800 millones de dólares hasta el año 2030, mientras que en el Escenario 3 los requerimientos fueron por 3.800 millones de dólares aproximadamente, es decir, un 35% más que en el Escenario 1.

Descuento por Reconocimiento de Generación Local (RGL)

- El **Descuento Base** depende de la capacidad instalada y numero de clientes regulados.
- El **Descuento Adicional** depende de la generación en la comuna por sobre la generación total del SEN.

Descuento base

Descuento según Factor de Intensidad		
Factor de Intensidad kW/Nº Clientes Regulados		Descuento [%]
Máximo	Mínimo	
> 2.000		50,00%
2.000	>1.500	45,00%
1.500	>1.000	40,00%
1.000	> 350	35,00%
350	> 75	17,50%
75	> 15	8,75%
15	2,5	4,38%

Descuento adicional

Descuento según porcentaje de aporte		
% de aporte sobre la energía generada		Descuento (%)
Máximo	Mínimo	
>15%		25%
15%	>10%	20%
10%	>5%	15%