



PETRÓLEO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO DE CHILE

FEBRERO 2022



RESUMEN

La sequía prolongada está afectando el suministro de electricidad en Chile, una situación que en agosto de 2021 derivó en un decreto con medidas preventivas para evitar el racionamiento y que ha llevado a un nuevo decreto que amplía su vigencia hasta septiembre de este año. El nuevo decreto también incorpora la mantención de una disponibilidad de diésel por motivos de seguridad para el suministro de electricidad, la cual se mantendrá mientras dure la emergencia.

En este estudio se estiman los volúmenes de seguridad y sus correspondientes costos. El rango de variación es alto, pues depende fuertemente de los supuestos que se consideren en la disponibilidad de GNL. En el escenario más favorable, el diésel de seguridad mensual sería de poco más 136.000 m³, con un máximo diario de 5.157 m³. En el más desfavorable, el volumen mensual de seguridad escalaría a más de 264.000 m³, con un máximo diario de 6.673 m³.

Los costos de mantener la logística que permita disponer de los volúmenes de seguridad, fluctuarían entre 82 y US\$161 millones; equivalente a un cargo único de 1,8 a US\$3,34/MWh. De seguir escalando el precio del petróleo, el costo podría estar entre 123 y US\$242 millones, con un cargo de 2,6 a US\$5,2/MWh.

La aplicación del decreto podría toparse con algunos problemas prácticos. De un lado, está la escasez de unidades de transporte terrestre con rampas de almacenamiento y de conductores especializados. Del otro, dado los cortos plazos, los distribuidores de petróleo podrían encontrar poco atractivo participar en el proceso de provisión de diésel.

La disponibilidad de gas es sumamente relevante en los resultados. De hecho, más del 60% del consumo de diésel ocurre en centrales duales, es decir, que pueden operar con petróleo o gas; si estas centrales disponen de gas, el volumen diario de seguridad podría caer a la mitad.

El estudio también llama la atención respecto de la urgente necesidad de actualizar la asignación de pagos por suficiencia a las centrales del sistema interconectado.

El estudio muestra lo costoso y poco factible que podría resultar implementar en los próximos meses la disponibilidad de una logística que permita disponer de volúmenes de diésel de seguridad. En su reemplazo se sugieren medidas más rápidas y fáciles de implementar.



CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	4
2. BASES Y CASOS	5
3. VOLÚMENES DISPONIBLES DE GAS	6
4. PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	7
5. RESULTADOS	8
5.1 Consumo de petróleo.....	8
5.2 Petróleo de seguridad	10
5.2 Costos marginales	12
5.3 Costos del petróleo de seguridad	13
6. LA ECONOMÍA TRAS EL DIÉSEL DE SEGURIDAD	15
6.1 Provisión del diésel de seguridad y asignación de los costos.....	15
6.2 Reasignación de la potencia firme	16
6.3 Discusión de la nueva normativa	16
6.3.1 Estudio de seguridad	16
6.3.2 Disponibilidad de los equipos de transporte	17
6.3.3 Dinámica de contratación de los distribuidores de petróleo	17
6.3.4 Centros de distribución.....	17
6.3.5 Asignación de los costos del diésel de seguridad	17
7. CONCLUSIONES	19
REFERENCIAS	20

TABLAS

Tabla 1. Definición de los casos.....	6
Tabla 2. Disponibilidad de gas entre marzo y septiembre de 2022 (MMm ³ /d).....	6
Tabla 3. Consumo de diésel, marzo a septiembre (m ³).	8
Tabla 4. Consumo de petróleo entre marzo y septiembre en un escenario crítico.....	11
Tabla 5. Costos marginales en Quillota 220 kV (US\$/MWh).....	12
Tabla 6. Costos de proveer la disponibilidad de volúmenes de diésel de seguridad.....	15

FIGURAS

Figura 1. Disponibilidad semanal de gas.	7
Figura 2. Precios de los combustibles fósiles asumidos en el estudio de seguridad del CEN.	8
Figura 3. Consumo de diésel.	10
Figura 4. Máximo consumo diario de diésel por central.....	10
Figura 5. Consumo de petróleo por región.	12
Figura 6. Costo marginal en Quillota 220 kV.	13
Figura 7. Esquema de curva de carga diaria con ERV vs curva de carga convencional.....	19



1. INTRODUCCIÓN

La sequía prolongada está afectando el suministro de electricidad en Chile, una situación que en agosto de 2021 derivó en que el Ministerio de Energía publicara el decreto DS N°52 de 2021 con medidas preventivas para evitar el racionamiento. El 12 de enero, el Ministerio de Energía firmó el decreto DS N°1 de 2022¹, que amplía la vigencia de las medidas preventivas del decreto anterior hasta septiembre, y dispone la mantención de una disponibilidad de diésel por motivos de seguridad para el suministro de electricidad.

El nuevo decreto instruye que las proyecciones del consumo de petróleo se obtengan del estudio más actualizado de seguridad de abastecimiento que mensualmente confecciona el Coordinador (CEN). Según señala el decreto, el volumen de diésel de seguridad para los meses de marzo a septiembre de 2022 será determinado por el CEN en base a las proyecciones provenientes de los escenarios incluidos en el estudio de seguridad vigente y del consumo de diésel de 2021, denominado como diésel base mensual.

Los costos adicionales fijos y variables involucrados con la mantención de la logística del petróleo de seguridad, serán informados por las unidades generadoras a petróleo en el Proceso de Provisión de Combustibles. En función de los requerimientos zonales del sistema y de los costos ofertados, el CEN asignará a las unidades generadoras la provisión de combustible que les corresponda. Los costos que resulten serán asumidos por los generadores que retiren energía desde el sistema. El diésel de seguridad sólo deberá asegurarse durante la aplicación del decreto preventivo, vale decir, entre marzo y septiembre de 2022.

En este estudio se simula la operación del sistema interconectado desde enero a diciembre de 2022, según los escenarios de planificación preparados por el CEN en su informe de seguridad de enero de 2022² y según sensibilidades alternativas preparadas por Bde. De estas proyecciones se estima el consumo diario y mensual de petróleo entre marzo y septiembre; en base a estas proyecciones y al consumo de diésel base de 2021 se obtiene para un escenario crítico, el diésel de seguridad y el costo de la logística necesaria para la mantener su disponibilidad durante los meses en que dure el decreto preventivo.

El resto de este documento procede de la siguiente manera. La siguiente sección describe las bases y los casos simulados. La sección 3 reporta los supuestos en la disponibilidad de gas. La sección 4 se refiere a los precios de los combustibles fósiles. La sección 5 muestra los resultados. La sección 6 discute la economía tras el diésel de seguridad. Finalmente, en la sección 7, se presentan las conclusiones.

¹ Energía (2022).

² CEN (2022)



2. BASES Y CASOS

El CEN publicó recientemente las bases y los resultados del estudio de seguridad de diciembre de 2021. El estudio del CEN se realiza con el modelo PLP y permite identificar el consumo de petróleo para diferentes casos y para diferentes series hidrológicas.

El estudio de enero reporta el Caso Base y 6 casos adicionales. Las bases consideran 4 etapas por semanas, con 5 bloques que agregan las horas de la semana según día de trabajo y de festivo, y horas con y sin luz solar. El horizonte de planificación considera hasta marzo de 2023, sin embargo, sólo se reportan los resultados para 2022.

Los escenarios BdE se construyen a partir de las bases preparadas por el CEN en la segunda mitad de diciembre de 2021, pero con modificaciones que permiten dar mejor cuenta de la sequía en la construcción de las políticas de operación esperada de los embalses. En el escenario BdE, la estadística hidrológica se ha sesgado con un criterio aún más conservador, pues, se han usado los afluentes de los últimos 6 y 12 años^{3,4}. Adicionalmente, se considera un caso incluso más crítico que el peor del CEN.

Respecto de los volúmenes disponibles de GNL y GN de Argentina (GN-A), las bases preparadas por el CEN consideran la información entregada por los generadores según lo indicado en la Norma Técnica⁵. En el caso de GN-A, en su estudio de seguridad, el CEN no ha considerado los volúmenes disponibles a firme aprobados por las autoridades de Argentina hasta abril de 2022.

En este estudio, la simulación óptima de la operación se obtiene de corridas de PLP⁶, que es el mismo usado por el CEN en el cálculo del valor del agua de los embalses. En la tabla 1 se reportan los casos simulados. El Caso Base y Caso 1, ambos con 60 simulaciones y aperturas hidrológicas son los definidos por el CEN. El Caso 1 es el Caso Base, pero con menor disponibilidad de gas. Las versiones con 12 y 6 simulaciones y aperturas hidrológicas son sensibilidades definidas por BdE. El Caso 1v2, es una sensibilidad de BdE que toma el Caso 1 y le resta la disponibilidad de las centrales de Bocamina 2 y San Isidro 2; el caso se simula con 12 series y aperturas hidrológicas.

³ Recién a partir de la segunda quincena diciembre, el CEN redujo la estadística hidrológica de 60 años a sólo los últimos 25 años.

⁴ Las simulaciones con incertidumbre reducida en el cálculo de los valores del agua incluyen la hidrología del año 68-69.

⁵ CNE (2021).

⁶ El PLP es un modelo de planificación del despacho hidrotérmico el cual resuelve un problema de optimización usando la técnica de programación dual estocástica (SDDP), basada en una extensión estocástica de la descomposición de Benders. El modelo cuenta con representación de la red de transmisión y las necesidades de riego en las diferentes cuencas. No incluye las restricciones operacionales de las centrales termoeléctricas. Mayor información de la técnica de SDDP se puede encontrar en Pereira y Pinto (1985).



	Caso Base 60 sim	Caso Base 12 sim	Caso Base 6 sim	Caso 1 60 sim	Caso 1 12 sim	Caso 1 6 sim	Caso 1v2 12 sim
Origen	CEN	CEN modificado	CEN modificado	CEN	CEN modificado	CEN modificado	CEN modificado
Políticas embalses	60 sim/aper	12 sim/aper	6 sim/aper	60 sim/aper	12 sim/aper	6 sim/aper	12 sim/aper
Disp. de GN-A	no	no	no	no	no	no	no
Disp. de GNL	ADP	ADP	ADP	Menor a ADP	Menor a ADP	Menor a ADP	Menor a ADP
Indisponibilidad enero a junio	----	----	----	----	----	----	Bocamina 2 S. Isidro 2

Tabla 1. Definición de los casos.

3. VOLÚMENES DISPONIBLES DE GAS

La tabla 2 muestra los promedios diarios de gas disponible informados por los generadores para los meses de marzo a septiembre de 2022, según el Annual Delivery Planning (ADP) de GNL definido en 2021. No se proyectan volúmenes inflexibles ni tampoco compras spot de GNL. Para el caso del Gas Natural de Argentina (GN-A), las bases del CEN no consideran la disponibilidad de 5,5 MMm³/d de los contratos de suministro a firme informados por los generadores para los meses de enero a abril de 2022.

	GNL Inflexible	GNL Flexible	Total	
			GNL	GN-A
2021			8,8	
Caso Base	---	6,4	6,4	---
Caso 1	---	4,1	4,1	---
Caso 1-v2	---	4,1	4,1	---

Tabla 2. Disponibilidad de gas entre marzo y septiembre de 2022 (MMm³/d).

La gráfica en la figura 1 muestra las disponibilidades semanales de volúmenes de gas de GNL flexible informadas por los generadores en febrero de 2022 y las históricas. En barras azules y grises se muestran los volúmenes informados en febrero de 2022 de GNL y GN-A. En verde y naranja están los volúmenes históricos de GNL flexible e inflexible. La línea roja corresponde a la disponibilidad de GNL usada por en el Caso Base, mientras que la línea segmentada en el mismo color es la disponibilidad de gas del Caso 1. La línea amarilla es el consumo real de gas ocurrido entre marzo y septiembre de 2021. Según se aprecia, la disponibilidad asumida por el CEN en su estudio de seguridad está, al menos, un par de millones de m³ por día por debajo del consumo real de 2021. Esto ocurre, pues, el CEN sólo considera en sus estudios la disponibilidad informada en el ADP, sin compras adicionales de gas en el spot.

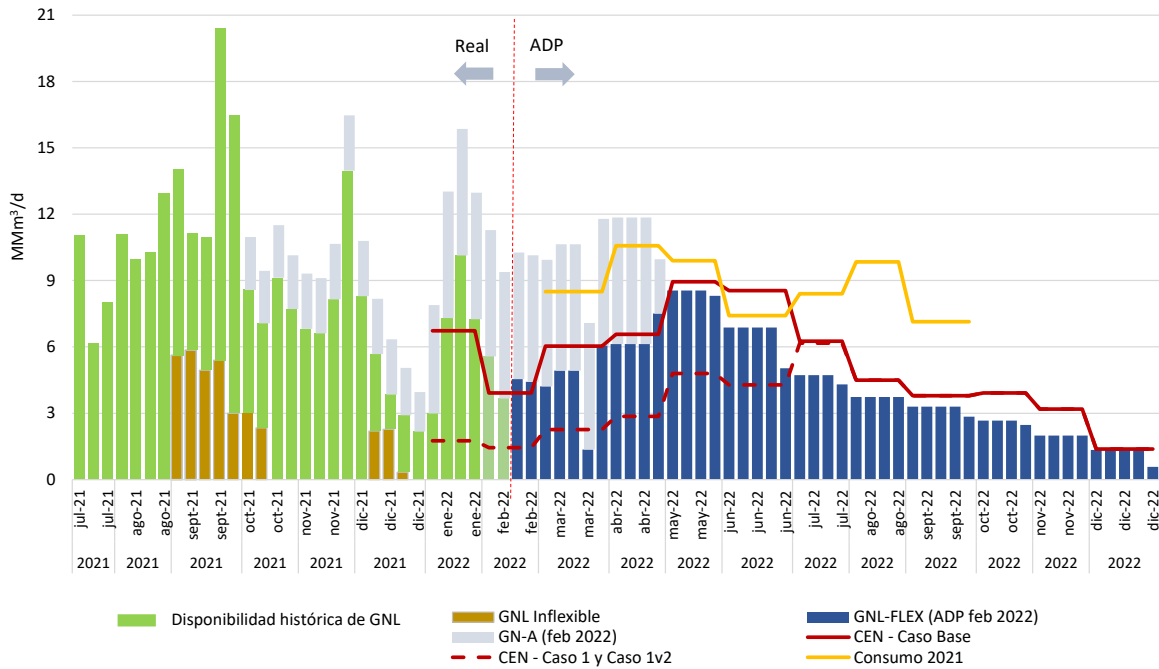


Figura 1. Disponibilidad semanal de gas.

4. PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

La gráfica de la figura 2 muestra los precios de los combustibles fósiles: carbón, GNL y petróleo asumidos por el CEN y considerados en todos los casos. Para efectos comparativos, en la gráfica, se muestran los precios por MMBTU.

En promedio, el precio del carbón es de US\$6,7/MMBTU; el promedio del gas es US\$8,1/MMBTU y el petróleo US\$19,5/MMBTU⁷. Al comparar con los precios internacionales, los valores asumidos por el CEN resultan conservadores. En efecto, con el inicio del invierno en el hemisferio norte los precios del gas natural han escalado a niveles récord. El índice Platt – que sigue las transacciones spot del GNL en Asia Pacífico –, ha superado los US\$40/MMBTU, unas tres veces el precio de comienzos de 2021^{8,9}. Esta situación se agravará con el conflicto en Ucrania, pues, las sanciones a Rusia implicarán que buena parte del GNL seguirá siendo desviado a Europa, presionando los precios a valores similares a los vistos en el último trimestre de 2021.

⁷ Si se consideran las unidades usadas por el CEN los precios para el carbón fluctúan entre 154 y US\$194/ton; el GNL entre 279 y US\$316/dm³ y el petróleo diésel entre 706 y US\$820/ton.

⁸ BdE (2021b)

⁹ En el precio proyectado en el escenario BdE se ha considerado que una buena parte del GNL que llega a Chile se encuentra comprometido en contratos de largo plazo, según los precios informados al CEN. Sin embargo, las compras adicionales se realizan en el mercado spot a los precios internacionales.



Por su parte, se espera que el precio del carbón alcance niveles similares a octubre de 2021, es decir por sobre los US\$180/ton, unos US\$7/MMBTU, debido a que los problemas de suministro de carbón a China presionarán los inventarios mundiales de carbón¹⁰.

En cuanto al petróleo, las estimaciones del CEN se mueven en torno a US\$80/b, también valores bajos si se considera que los precios del petróleo seguirán escalando por el conflicto en Ucrania.

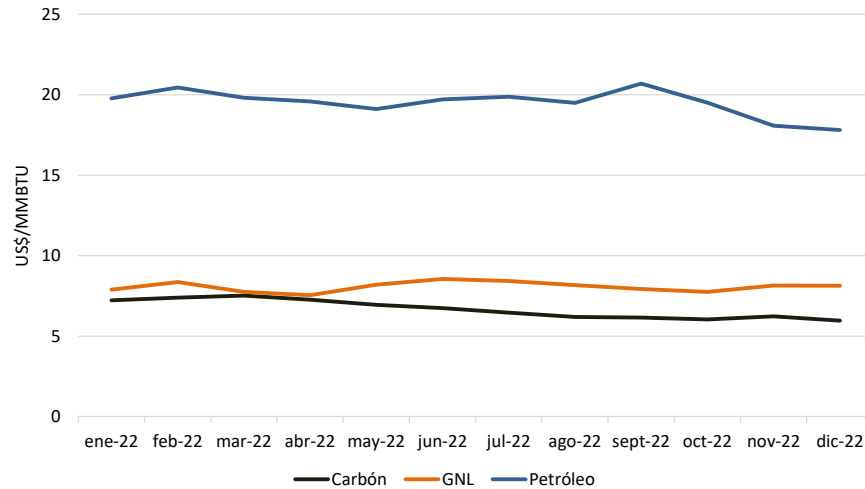


Figura 2. Precios de los combustibles fósiles asumidos en el estudio de seguridad del CEN.

5. RESULTADOS

En la siguiente sección se reportan los resultados de las simulaciones de la operación del sistema interconectado, los volúmenes de diésel, sus costos y los correspondientes precios spot de electricidad. Los resultados se reportan para los meses de marzo a septiembre de 2022.

5.1 Consumo de petróleo

La tabla 3 siguiente muestra el consumo de diésel entre marzo y septiembre de 2022. En cada caso, el consumo depende del número de simulaciones, de modo que se reportan los mínimos y máximos. La tabla también muestra el consumo base de diésel en 2021.

	Caso Base 6-12-60 sim	Caso 1 6-12-60 sim	Caso 1v2 6-12-60 sim
Mínimo 2022	15.863 - 66.201	110.108 - 320.407	263.851
Media 2022	100.610 - 175.851	302.569 - 518.570	466.928
Máximo 2022	530.201 - 566.426	906.898 - 960.608	1.051.339
Base 2021	261.419	261.419	261.419

Tabla 3. Consumo de diésel, marzo a septiembre (m³).

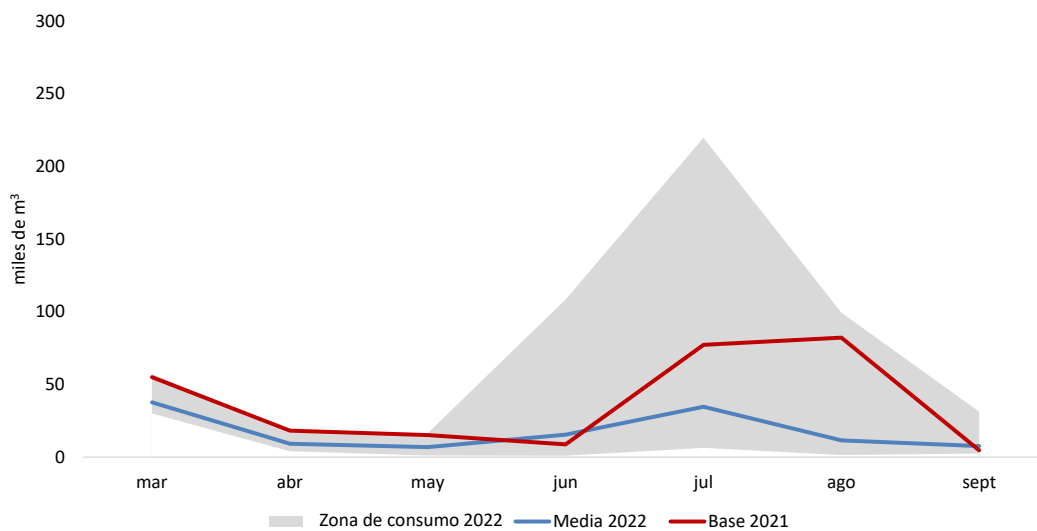
¹⁰ Langley (2022).



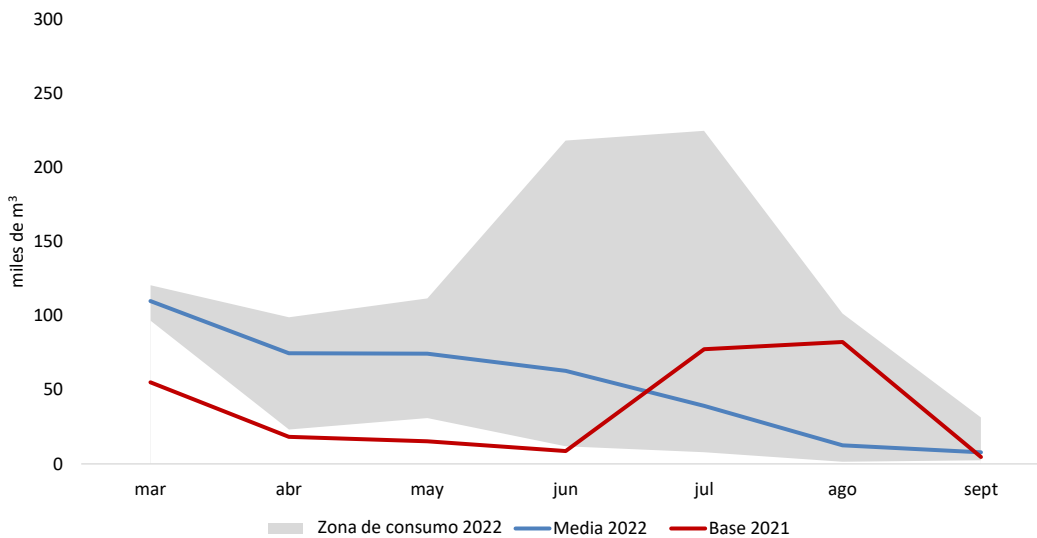
La figura 3 grafica el consumo mensual de petróleo entre marzo y septiembre para el Caso Base, Caso 1 y Caso 1v2; sólo se muestra la versión con 12 simulaciones. La zona en color gris representa el rango del consumo de diésel según los resultados de las simulaciones de 2022 y la línea roja es la media del consumo. La línea azul es el consumo base de 2021.

En todos los casos, el máximo consumo de diésel ocurre entre junio y julio. Al comparar con el consumo base de 2021, el máximo consumo de diésel de seguridad también se da en esos meses. Se aprecia que en el Caso Base, el consumo de diésel entre marzo y mayo es muy similar al consumo base de 2021, sin embargo, el consumo de esos meses es mucho mayor en el resto de los casos que consideran una menor disponibilidad de gas, mostrando la relevancia de contar con, al menos, la disponibilidad de gas informada por los generadores.

a) Caso Base 12 sim



b) Caso 1 12 sim



c) Caso 1v2 12sim

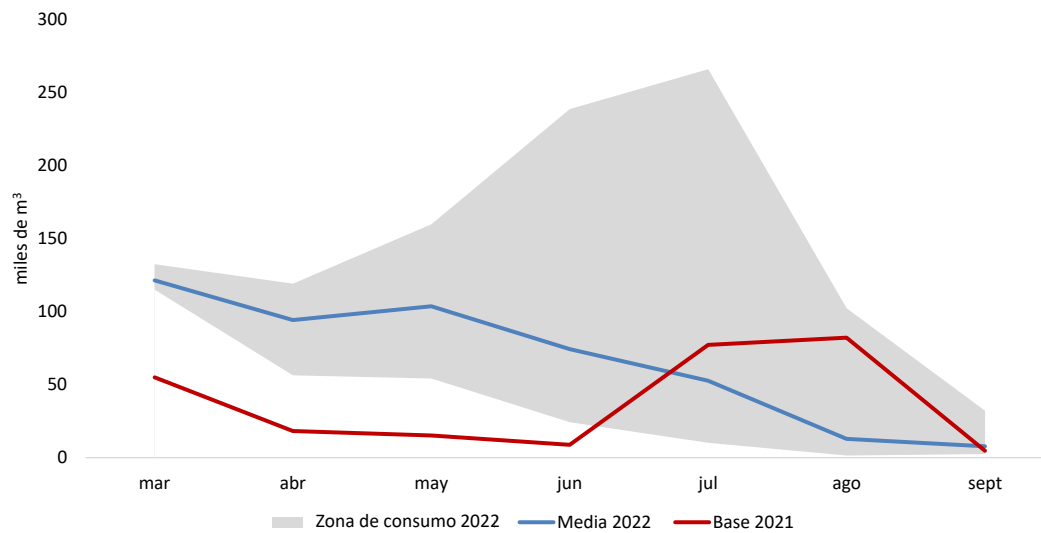


Figura 3. Consumo de diésel.

La zona en color gris en la gráfica de la figura 4 muestra el rango en que varía el máximo consumo diario de diésel de cada central en un escenario crítico del sistema. El símbolo en rojo indica el consumo base diario correspondiente. Cabe destacar que más del 60% del consumo de diésel ocurre en centrales duales.

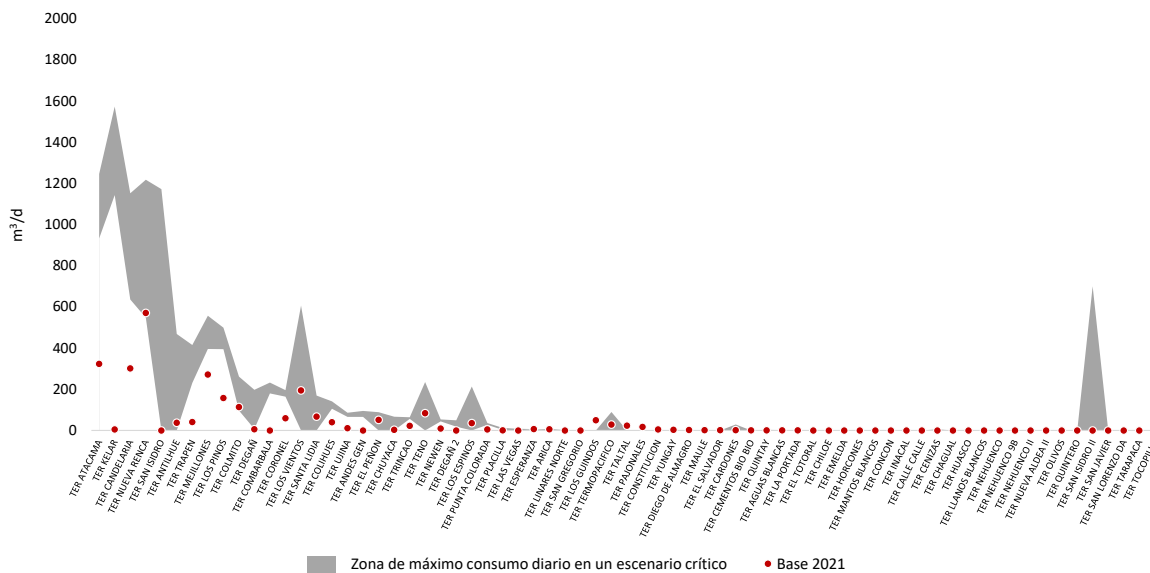


Figura 4. Máximo consumo diario de diésel por central.

5.2 Petróleo de seguridad

El panel a) de la tabla 4 muestra la generación y el consumo de diésel requerido entre marzo y septiembre de 2022 para un escenario crítico que corresponde a la simulación con la hidrología



1968-1969. Dependiendo del caso que se simule, el consumo de diésel entre marzo y septiembre fluctuaría entre 0,5 y 1 poco más de millón de m³ y con un máximo diario entre 7.500 a poco más de 9000 m³. Se aprecia que la cantidad de simulaciones: 6, 12 ó 60, no implican cambios relevantes en los resultados, pues, como se advirtió, se está considerando el año 1968-1969, que es el escenario más crítico de la muestra.

El panel b) reporta el diésel de seguridad mensual, el cual corresponde a la máxima diferencia entre el diésel mensual requerido y el consumo base de ese mes. El panel c) reporta el máximo diésel diario requerido en el período, el correspondiente consumo base diario y como resultado, el diésel diario de seguridad. Al calcular el máximo entre las proyecciones mensuales y el base mensual, resultaría un diésel de seguridad mensual que fluctuaría entre 136.000 y poco más 264.000 m³ y entre 5.157 y 6.673 m³ por día. Cabe señalar que el decreto no hace diferencia si el diésel es provisto por oleoducto, o bien, por camiones con rampas de almacenamiento.

El panel d) desglosa el diésel diario de seguridad según sea transportado por oleoducto o por camión con rampa. Del máximo diario del petróleo de seguridad requerido, entre 851 y 2.252 m³/d usarían oleoducto. Entre 3.741 y 5.722 m³/d serían transportados mediante unidades terrestres, es decir, camión más rampa de almacenamiento; las centrales con operación dual requerirán un diésel de seguridad de 2.084 a 2.989 m³ y el diésel de seguridad del resto de las centrales estaría entre 1.076 y 3.356 m³/d.

	Caso Base 60-12-6 sim	Caso 1 60-12-6 sim	Caso 1v2 60-12-6 sim
a) Generación y consumo de diésel			
Generación (GWh)	2.433 - 2.581	4.315 – 4.608	4.857
Consumo (m ³)	518.159 - 551.116	879.135 – 943.618	1.033.409
b) Diésel de seguridad mensual (m ³ /mes)			
	136.560 - 143.047	218.715 - 227.806	264.618
c) Disponibilidad diaria de diésel (m ³ /d)			
Máximo	7.502 - 7.636	7.994 - 8.236	9.017
Base de 2021	2.583	2.583	2.583
Diésel de seguridad	5.157 - 5.291	5.992 - 6.306	6.673
d) Diésel de seguridad según transporte (m ³ /d)			
Por oleoducto ¹	966 – 977	2.208 - 2.252	851
Por camión con rampa	4.192 - 4.313	3.741 - 4.098	5.722
Centrales sólo a petróleo	2.107 – 2.220	1.076 – 1.145	3.356
Centrales duales	2.084 - 2.093	2.596 – 2.989	2.366

¹Oleoducto Concón - Lo Venecia con capacidad de 4.320 m³/d, que abastece los complejos de Nehuencho y San Isidro. La capacidad del oleoducto permitiría la operación de cerca de 1.000 MW de centrales de ciclo combinado a plena carga. Enel y Colbún han informado sobre la disponibilidad de estas instalaciones. Electrogas (2013) y CEN (2022).

Tabla 4. Consumo de petróleo entre marzo y septiembre en un escenario crítico.

El panel a) de la figura 5 gráfica la disponibilidad máxima mensual de diésel de seguridad por región, y el panel b) reporta el consumo máximo diario de seguridad también por región.

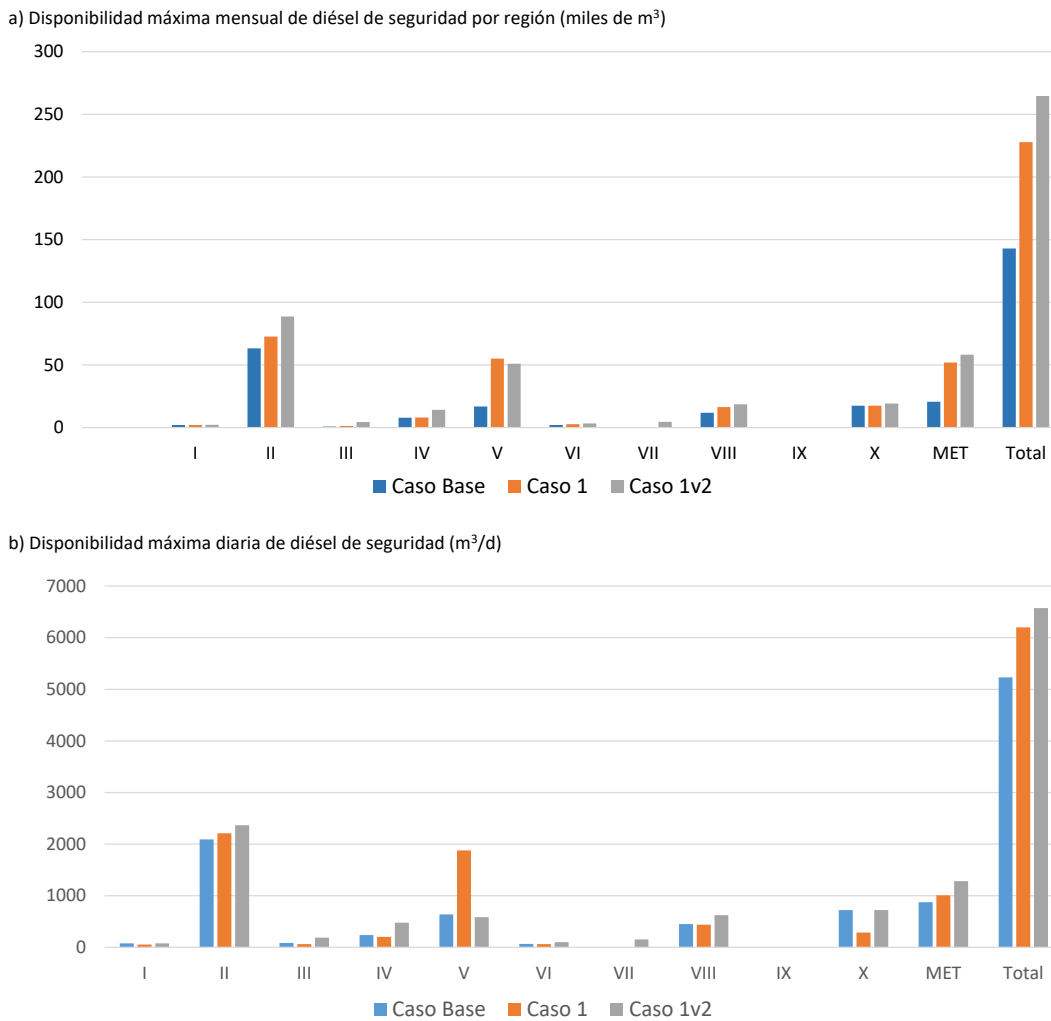


Figura 5. Consumo de petróleo por región.

5.2 Costos marginales

La tabla 5 reporta los costos marginales de cada caso considerando 12 simulaciones. Se muestran el promedio, y los percentiles 10, 50 y 90 por ciento. La magnitud de los precios indica que no hay energía fallada, pues, es evitada por la operación de las centrales a diésel.

	Caso Base 12 sim	Caso 1 12 sim	Caso 1v2 12 sim
Promedio	108	122	131
p10	102-105	74-75	75
p50	169-172	127-131	138
p90	169	173	193

Tabla 5. Costos marginales en Quillota 220 kV (US\$/MWh).

La gráfica de la figura 6 siguiente muestra el detalle del promedio diario de los costos marginales. Los máximos precios se alcanzan entre junio y julio, coincidente con el máximo consumo de petróleo.

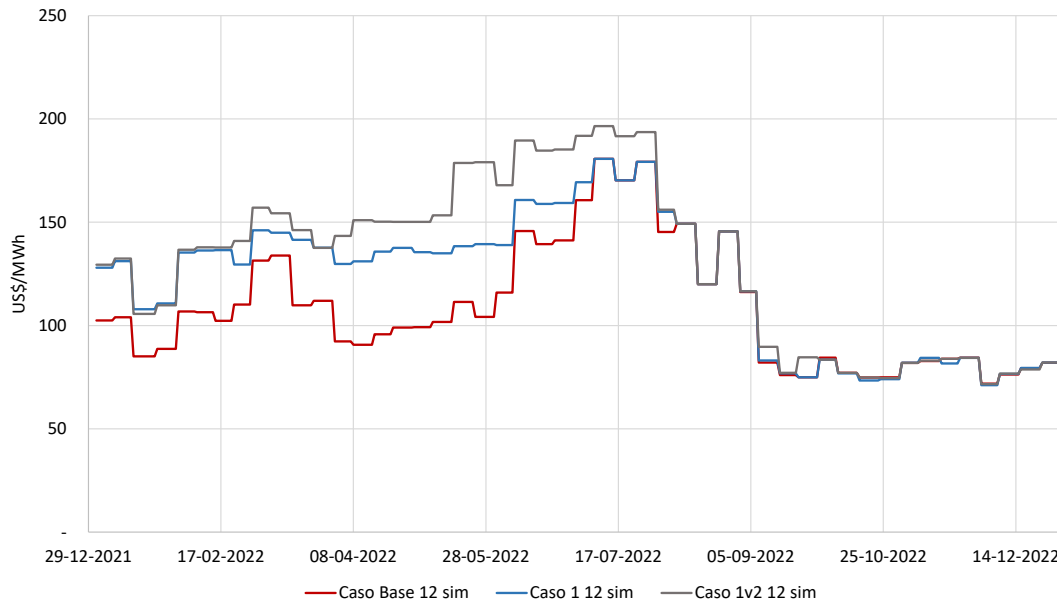


Figura 6. Costo marginal en Quillota 220 kV.

5.3 Costos del petróleo de seguridad

Los centros de almacenamiento de diésel que pertenecen a las distribuidoras de petróleo: Enap, Copec, Enx y Esmx, son escasos, están distribuidos en las regiones y tienen estanques que permiten mantener volúmenes limitados del combustible líquido. Cada central debe abastecerse de diésel desde su terminal regional más cercano. Una vez identificado el terminal de suministro y el diésel de seguridad, se determina el número de viajes que se requerirían para abastecer dicho volumen diario y con ello, las unidades de transporte con sus correspondientes rampas de almacenamiento. Con lo anterior, se calculan los costos fijos y variables relacionados con la logística necesaria para asegurar el abastecimiento de los volúmenes de seguridad.

Para cada caso, la tabla 6 muestra los resultados los costos del diésel de seguridad, agregados entre marzo y septiembre. En cada caso se ha asumido la operación sin restricciones del oleoducto que abastece a los complejos de Nehuenco y San Isidro en Quillota. En el cálculo de los costos se ha considerado que debe asegurarse la logística que permita abastecer el máximo consumo diario de petróleo y que éstos se pagarán mientras dure la obligación de mantener una disponibilidad de diésel de seguridad, es decir, el pago de todos los costos debería realizarse entre marzo y septiembre de 2022. El cálculo de las partidas de costos considera valores representativos de parámetros relevantes usados en la industria de distribución de diésel, de este modo, en cada caso se muestran valores mínimos y máximos.

El panel a) reporta los viajes entre marzo y septiembre, y el número de equipos de transporte de combustible que se necesitarán para suministrar el volumen máximo diario de diésel de seguridad



reportado en la sección anterior. Dependiendo del caso, el número de unidades de transporte con rampa fluctúa entre 63 y 106.

El panel b) son los costos fijos de las unidades de transporte; debido a que no existe disponibilidad adicional de unidades de transporte con rampa de almacenamiento de combustible, se ha supuesto que los distribuidores cobrarán el costo completo de la adquisición de los nuevos equipos¹¹. El mismo panel b) muestra el costo del transporte internacional de comprar por adelantado el volumen de seguridad mensual de diésel; en este último caso, se ha supuesto que, de no necesitarse el combustible de seguridad, éste puede ser vendido en otro destino internacional, de modo que sólo se incurriría en el costo del flete internacional¹². La suma de estas partidas implicaría un costo fijo que podría fluctuar entre 59 y US\$103,5 millones. Si las centrales duales dispusieran de gas en el período, estos costos podrían ser reducidos sustancialmente.

El panel c) reporta el valor esperado de las penalidades aplicadas por los distribuidores sobre el volumen de diésel contratado, pero no consumido. Esta es una política habitual de los distribuidores, quienes traspasan los costos de descalce e inventario a los compradores de petróleo. La eficiencia de los costos considerados en este cargo es una materia relevante y de revisión del regulador, dado el significativo rango en el que podría fluctuar el consumo mensual de diésel durante 2022.

En el mismo panel c) se muestra el valor esperado de los costos variables de transportar el diésel desde los terminales de distribución a las centrales.

El panel d) es la suma de los costos y el correspondiente valor unitario, asumiendo que se prorratea en la energía demandada entre marzo y septiembre de 2022, en la forma de un cargo estampilla. Dependiendo del caso que se escoja, el costo fijo de mantener la disponibilidad de diésel de seguridad fluctuaría entre 82,3 y 161,0 millones de dólares; en términos unitarios, entre 1,76 y US\$3,44/MWh. El panel e) presenta una sensibilidad de las partidas indexadas al precio del petróleo; en el cálculo se ha asumido que el precio del petróleo se incrementa a US\$120/b.

	Caso Base 6-12-60 sim	Caso 1 6-12-60 sim	Caso 1v2 12 sim
a) Transporte terrestre del diésel de seguridad			
Viajes por día ¹	154 - 157	136 - 148	213
Equipos de transporte (tracto más estanque)	76 - 77	63 - 68	106
b) Costos fijos diésel de seguridad (MMUS\$)			
Transporte local ²	45,6 - 46,2	37,8 - 40,8	63,6
Flete por transporte internacional ³	13,7 - 21,5	22,0 - 34,3	26,6 - 39,9
Subtotal	59,3 - 67,7	59,8 - 75,1	90,2 - 103,5
c) Costos variables diésel de seguridad			
Cargo por menor consumo ⁴	22,8 - 36,5	29,2 - 52,6	37,9 - 56,8

¹¹ Transporte (2022).

¹² El petróleo tiene un desarrollado mercado spot desarrollado, de modo, que el buque con el petróleo que no se use en el país, puede recolocarse en otro puerto.



Costos de combustible por transporte local ⁵	0,1 - 0,4	0,3 - 0,8	0,4- 0,7
Subtotal	23,0 - 36,8	29,5 - 53,4	38,3 - 57,6
d) Costo total esperado diésel de seguridad (MMUS\$)	82,3 - 104,6	89,3 - 128,5	128,5 - 161,0
Cargo unitario (US\$/MWh) ⁶	1,76 - 2,23	1,91 - 2,75	2,74 - 3,44
f) Sensibilidad precio del petróleo (MMUS\$) ⁷	123	134	242
Cargo unitario (US\$/MWh)	2,64	3,26	5,16

¹Los viajes necesarios para abastecer el volumen diario máximo de seguridad, se calculan considerando la distancia entre la central y el centro de distribución regional. También se asumen tiempos de espera para cargar el diésel en el centro de distribución y tiempos de descarga en la central. Los tiempos se han supuesto dependientes del número de viajes que se requerirán, es decir, mientras mayor sea el número viajes involucrado, mayor es el tiempo de espera para cargar en el centro de distribución y para descargar en la central termoeléctrica. Transporte (2022).

²Se ha asumido que el costo por cada unidad de transporte fluctúa entre 500.000 y 600.000 US\$. Este costo incluye la unidad de transporte, la rampa de almacenamiento de combustible con una capacidad de 30 m³ y la mantención de dos turnos diarios de 12 horas cada uno. Transporte (2022).

³En el cálculo se asume como costo fijo el flete que se debe contratar para transportar las toneladas correspondientes al volumen de diésel mensual de seguridad, el cual es valorizado mediante un cargo unitario. El cargo unitario asume un costo diario de flete de 18.000 a US\$21.000. El diésel se transporta en buques del tipo Panamax o Aframax, resultando en un costo que fluctúa entre 17 y US\$25/TM. S&P Global Platts (2022).

⁴Los distribuidores suelen cobrar un recargo por desvíos del consumo real respecto de una banda en torno del volumen contratado. Se calcula como el valor esperado de las diferencias entre el diésel mensual de seguridad y el diésel mensual requerido en cada simulación, al cual se le descuenta el volumen base mensual; el volumen se grava por una penalización contractual que fijan los distribuidores.

⁵Considera los costos de combustible y otros cargos relacionados con el viaje. Se calculan considerando un cargo de 0,5 a US\$0,6/km recorrido, con una tarifa mínima de 300 a 600 dólares por viaje.

⁶Los costos se prorratan en el consumo proyectado por el CEN en su estudio de seguridad, para los meses de marzo a septiembre de 2022.

⁷Considera un ajuste en los costos de las partidas que están indexadas a un incremento del precio del petróleo a US\$120/b. En la semana del 7 de marzo los contratos futuros del WTI a mayo, escalaron a poco menos de US\$120/b (índice NYM).

Tabla 6. Costos de proveer la disponibilidad de volúmenes de diésel de seguridad.

6. LA ECONOMÍA TRAS EL DIÉSEL DE SEGURIDAD

6.1 Provisión del diésel de seguridad y asignación de los costos

Según el decreto, de las últimas proyecciones del estudio de seguridad mensual del CEN se deben proyectar las necesidades de diésel del sistema entre marzo y septiembre de 2022. El diésel de seguridad mensual en ese período se determina de la máxima diferencia entre estas proyecciones y el consumo histórico de 2021, denominado como diésel base mensual.

Una vez determinado el diésel de seguridad mensual, el CEN debe convocar a un proceso de provisión de combustible, para lo cual debe elaborar un procedimiento con el diseño de este proceso. Una vez aprobado por CNE este procedimiento, con el plazo de un día, el CEN tendrá quince días hábiles para desarrollar y finalizar el proceso.

En el proceso sólo participarán los generadores que dispongan de centrales a diésel. Su máxima oferta mensual será la diferencia entre el diésel necesario para operar a potencia máxima durante un día y el diésel base mensual; adicionalmente se debe incluir en la oferta el volumen mensual comprometido en MWh. El precio ofertado debe tener una componente que considere los costos



fijos y una que abarque los costos variables. El costo debe dividirse por la energía mensual comprometida y sumarse al costo variable, con lo cual el CEN deberá asignar la totalidad del diésel de seguridad al menor costo posible. El CEN debe verificar que el diésel asignado no supere el diésel de seguridad por zona y que se concreten los correspondientes contratos de suministro de combustible.

Los costos de proveer la disponibilidad del diésel de seguridad se asignarán mensualmente entre los generadores a prorrata de sus retiros. El decreto establece que los costos deberán pagarse mientras dure la obligación de mantener una disponibilidad de diésel de seguridad, según lo cual, el pago de todos los costos debería darse entre marzo y septiembre de 2022.

6.2 Reasignación de la potencia firme

El decreto establece un ajuste en el cálculo de la potencia de suficiencia que se aplicará sólo en 2022. La idea del ajuste es diferenciar la disponibilidad de diésel de seguridad en las unidades termoeléctricas. Para ello, calcula el índice de disponibilidad del insumo principal considerando que en parte del período de control, es de decir, entre marzo y septiembre, algunas unidades aumentaron su disponibilidad de diésel, pues, mantienen una disponibilidad de diésel de seguridad. En términos prácticos, en el período que dure el decreto, mientras mayor sea la asignación de diésel de seguridad de una termoeléctrica, mayor será su asignación de potencia de suficiencia.

También considera un ajuste similar en el cálculo de la disponibilidad del combustible alternativo en las centrales con operación dual: gas o diésel.

6.3 Discusión de la nueva normativa

En esta sección se analizan los potenciales problemas con las que podría encontrarse la aplicación del decreto.

6.3.1 Estudio de seguridad

El estudio de seguridad confeccionado por el CEN es un típico ejercicio de planificación de sistemas de potencia; es un test ácido que entrega una buena idea de cuán preparado está el sistema interconectado para enfrentar la continuidad de la sequía, sumado a indisponibilidades en el abastecimiento de los combustibles, o bien, de contingencias en unidades importantes. Sin embargo, no considera en sus proyecciones la respuesta de la demanda o de la oferta.

En particular, el estudio de enero de 2022 podría ser un test extremadamente ácido. En efecto, en el Caso Base se considera una disponibilidad de gas entre marzo y septiembre de sólo 6,4 MMm³/d, la cual se reduce a 4,1 MMm³/d en el Caso 1; bastante por debajo de los casi 9 MMm³/d disponibles para el mismo período de 2021, o del máximo volumen de gas que en ese período fue poco menos de 11 MMm³/d. Si el diésel de seguridad se calcula con una baja disponibilidad de gas, y en la realidad resultan volúmenes de gas muy superiores, los costos de mantener la logística deberán ser pagados de todos modos.

Una menor disponibilidad de más de 3 MMm³/d, es muy relevante en las proyecciones del diésel de seguridad y en los correspondientes costos, pues, implica más de dos ciclos combinados, sobre 700



MW, que deberán operar a petróleo implicando un estrés adicional en el suministro de este combustible.

6.3.2 Disponibilidad de los equipos de transporte

El decreto establece la mantención de una disponibilidad de diésel de seguridad, muy superior al consumo base de 2021. Esto implica la adquisición de unidades de transporte (camiones) y particularmente de rampas especializadas que permitan transportar el combustible, y que actualmente no existen en el país. Adicionalmente, el tiempo de adquisición en los mercados internacionales podría exceder por varios meses a marzo, mes en que se inicia la aplicación del diésel de seguridad. Esto ocurre, pues, una buena parte de los equipos de transporte de diésel se han reconvertido en el transporte de agua¹³.

El decreto tampoco ha tomado en cuenta la escasez de conductores especializados en el transporte de cargas peligrosas; los que deben estar debidamente acreditados en la SEC.

6.3.3 Dinámica de contratación de los distribuidores de petróleo

Según se entiende del decreto, la disponibilidad del diésel de seguridad deberá mantenerse sólo mientras dure el decreto preventivo, vale decir, entre marzo y septiembre de 2022. De este modo, el pago de los costos fijos relacionados con la logística que se necesita para mantener el diésel de seguridad debería realizarse en este mismo período.

En este punto, el decreto asume un comportamiento de los distribuidores de petróleo, que se aleja de la dinámica real de esa industria. Esto es así, pues, en esta industria, los contratos que involucran la mantención de equipos especializados requieren de contratos dedicados con una duración no menor a tres años. De esta manera, al ofrecerse sólo un contrato por siete meses, es muy probable que los distribuidores no participen en la licitación, o bien, incorporen en su precio la recuperación del costo de toda la logística en los meses de ese período.

6.3.4 Centros de distribución

Las grandes empresas de distribución: Enap, Copec, Enex y Esmax, mantienen centros regionales de distribución de diésel. Aquí el decreto, al parecer, asume que estos centros serán capaces de absorber el volumen de seguridad de diésel, que es sustancialmente mayor al volumen base de 2021. Cabe señalar que la ampliación de estos terminales no es una tarea rápida y podría demandar un par de años en su ejecución y un costo muy alto, el cual también podría ser considerado como un costo fijo asociado al diésel de seguridad¹⁴.

6.3.5 Asignación de los costos del diésel de seguridad

El decreto establece que los costos fijos involucrados con la logística que permita mantener disponible el diésel de seguridad, sean asignados por los generadores a prorrata de sus retiros en la

¹³ Transporte (2022).

¹⁴ En 2009 la capacidad de los terminales se estimaba sólo en 3.316.677 m³. Agostini y Saavedra (2009).

forma de un nuevo cargo estampilla lateral. Cargos que probablemente los generadores tratarán de traspasar a sus respectivos clientes.

Este punto es particularmente controversial, pues, podría generar un nuevo cobro a los clientes. La existencia de un nuevo cobro que se traspase a los clientes debe involucrar un nuevo servicio, o bien, un aumento en la seguridad o calidad del servicio que se entrega; lo que no es evidente en el caso de los costos que permitan asegurar el suministro de petróleo para centrales que ya están en el sistema desde hace varios años. Más bien, pareciera ser que el problema de fondo reside en una necesaria actualización de la asignación de los ingresos de suficiencia.

En efecto, el reglamento de asignación de potencia de suficiencia¹⁵ fue más bien pensado para un sistema convencional, en donde la expansión óptima del sistema interconectado estaba dominada, de un lado, por centrales de base, como, termoeléctricas eficientes, hidroeléctricas de pasada o con embalse y del otro, por centrales a petróleo operando sólo en las condiciones más exigentes del sistema, principalmente asociado con una sequía. El mismo ejercicio de planificación óptima identificaba que en este sistema perfectamente adaptado a la demanda, las centrales a diésel, por ser las unidades con menores costos de inversión y mayores costos operacionales, debían operar sólo en las horas de mayor exigencia para el sistema, las horas de la punta de la tarde¹⁶, en una forma de operación más parecida a la línea roja segmentada de la figura 7. A mediados del siglo pasado, Boiteux demostró que al diseñar una tarifa basada en el costo marginal, incluyendo una componente de expansión asignada según la presencia en la hora de punta del sistema, aseguraba que todas las centrales pudieran recuperar sus costos. En el hemisferio norte, algunos autores suelen denominar a esta asignación extra como *“missing money”*, es decir, la remuneración extra que requieren las plantas de modo de recuperar todos sus costos.

Luego de la incorporación masiva de centrales de energía renovable variable (ERV) y de las restricciones a las nuevas termoeléctricas por restricciones climáticas, la expansión óptima del sistema ha cambiado y la operación que se espera de las centrales a diésel es más parecida a línea oscura de la figura 7. De aquí que, en una expansión dominada por centrales ERV, la asignación que hace el DS N°62 de este *“missing money”* ya no necesariamente coincide con la asignación que permite asegurar que las centrales incluidas en la expansión óptima del sistema, interconectado, puedan recuperar todos sus costos.

En consecuencia, la solución al problema de la disponibilidad del petróleo, más bien, pareciera pasar por una actualización de la asignación de los ingresos por potencia de suficiencia, más que la creación de un cargo lateral. Esta actualización debería dar cuenta el cambio en las horas más críticas de sistema interconectado, y el cambio en la modalidad de la operación de las centrales termoeléctricas¹⁷.

¹⁵ La regulación de la asignación de los ingresos de potencia se puede ver en Energía (2006).

¹⁶ Galetovic, Muñoz y Wolak (2015) describen el esquema de asignación de potencia de suficiencia en Chile y su equivalencia con sistema sin cargo por capacidad. Matus et al. (2017), también entrega una detallada descripción de la metodología usada en Chile y explica con mayor detalle la optimización tras el problema de la suficiencia en un sistema de potencia.

¹⁷ Pretz y Muñoz (2020).

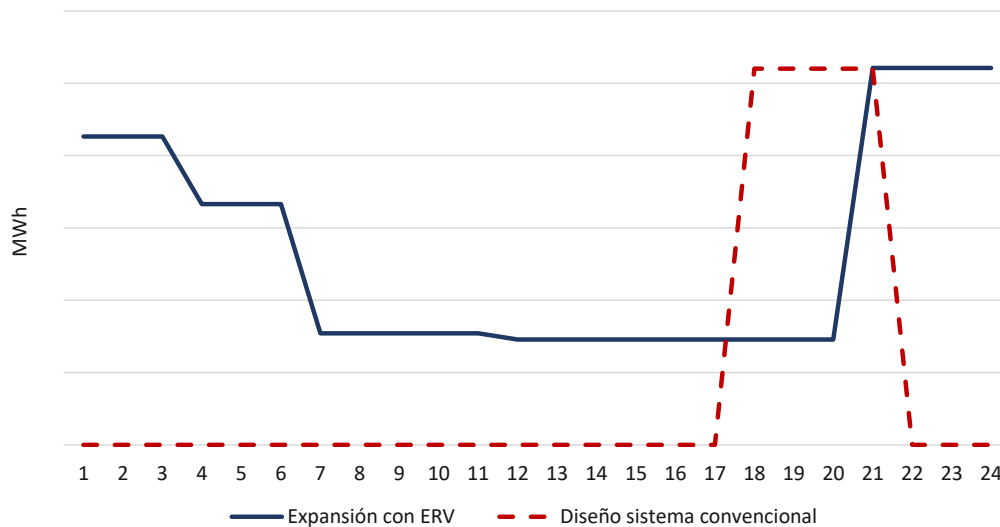


Figura 7. Esquema de curva de carga diaria con ERV vs curva de carga convencional.

7. CONCLUSIONES

El decreto N°1 que amplía la vigencia del decreto preventivo de racionamiento de 2021, estipula la mantención de la disponibilidad de volúmenes de seguridad de diésel. En este estudio se estiman los volúmenes de seguridad y sus correspondientes costos. La vigencia del diésel de seguridad será mientras dure dicho decreto.

El rango de variación de los costos de preparar una logística que permita suministrar un volumen de diésel de seguridad es alto y fluctuaría entre 82 y US\$161 millones; equivalente a un cargo único de 1,8 a US\$3,34/MWh. Los costos dependen fuertemente de la elección del escenario crítico, en particular, de los supuestos en la disponibilidad de GNL y de la condición hidrológica del sistema.

Debido a la magnitud de los volúmenes de diésel de seguridad, la aplicación del decreto podría encontrarse con algunos problemas prácticos. Existe una escasez de unidades de transporte terrestre con rampas de almacenamiento y de conductores especializados. Adicionalmente, los centros regionales de distribución podrían no disponer de la capacidad requerida, si es que eventualmente tuvieran que manejar los volúmenes de seguridad. Los distribuidores de petróleo suelen comprometer inversiones contra contratos de al menos 3 años, de modo que suministros por algunos meses podrían no ser atractivos, o bien, excesivamente caros.

La asignación de los costos del diésel de seguridad a los generadores, según sus retiros de energía, y que podría implicar un traspaso a los clientes, pareciera no tener mayor sustento técnico. En efecto, se trata sólo de mantener una suficiencia del suministro que ya fue contratada por los clientes. De este modo, deberían ser los generadores que suministran dichos contratos, los encargados de dar la suficiencia comprometida, o bien, de comprarla a terceros.



La falta de disponibilidad de petróleo de las centrales termoeléctricas, ha dejado en evidencia un problema serio en la regulación del sector, o bien, en los mecanismos de chequeo del CEN. Sorprendente que en el sistema exista una capacidad instalada en centrales a diésel de más 3.300 MW¹⁸, las que perciben una renta por asignación de suficiencia y que, sin embargo, poco menos de la mitad tenga combustible para operar continuamente por 8 horas¹⁹. Esto señala la urgente revisión de la asignación de los ingresos de suficiencia de las centrales termoeléctricas. Con todo, el decreto no propone una solución que aborde el problema de fondo, que trata de un cambio en la modalidad de operación de las centrales termoeléctricas, en particular, las que usan diésel. En efecto, ya sea por la incorporación de las ERV, o bien, por el cambio en el clima, estas centrales deberán operar de manera más continua y en las horas sin generación solar.

En la práctica, las medidas propuestas en el decreto son tardías, y probablemente no tendrán mayores efectos en impedir una falla en el suministro de electricidad. Sin embargo, otras medidas parecieran ser mucho más factibles de implementar. Los generadores pueden adelantar o aumentar los volúmenes comprometidos en el ADP, o bien, pueden tratar de traer gas desde Argentina en los meses de invierno. Los embalses pueden cambiar su modalidad de operación, priorizando la mantención de reservas, lo que implicaría reemplazar tempranamente su generación, por energía de termoeléctricas a gas o por aquellas que tengan disponibilidad de diésel. El CEN debe programar la restricción de petróleo, lo que sinceraría el valor del agua de los embalses y el costo marginal de la energía. Los generadores deficitarios también pueden negociar reducciones de consumo con sus clientes. Todas estas medidas mencionadas podrían activarse si los costos marginales dieran cuenta de la escasez de energía, evitando con ello, que una escasez de energía se transforme en una crisis.

REFERENCIAS

- [1] Agostini C. y E. Saavedra, 2009, La Industria del Petróleo en Chile, trabajo realizado para la Comisión Nacional de Energía, marzo.
- [2] BdE, 2021a, La disponibilidad de petróleo en las centrales termoeléctricas, diciembre de 2021. Disponible en www.brevesdeenergia.com.
- [3] BdE, 2021b, Precio internacional del gas en niveles récord, diciembre de 2021. Disponible en www.brevesdeenergia.com.
- [4] CEN, 2022, Estudio de seguridad de abastecimiento período enero 2022- diciembre 2022, Departamento de Programación, Coordinador Eléctrico Nacional, enero.
- [5] Galetovic A., C. Muñoz y F. Wolak, 2015, Capacity Payments in a Cost-Based Wholesale Electricity Market: The Case of Chile, *The Electricity Journal*, 1040-6190.
- [6] Matus M., C. Benavides, R. Torres, J. M. González, R. Moreno, R. Palma, G. Jiménez y F. Muñoz, 2017, Estudio y propuesta de metodología para reconocimiento de potencia de suficiencia en

¹⁸ No se incluye a las centrales duales.

¹⁹ BdE (2021).



sistemas eléctricos flexibles, estudio realizado para Acera por el Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.

[7] Langley W., 2022, China coal futures rise after Indonesia export ban, Financial Times, enero 2022.

[8] Electrogas, 2013, Oleoducto Concón-Lo Venegas, gestión ambiental año 2012, Informe General, Electrogas, octubre.

[9] Energía, 2006, Decreto N°62, Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

[10] Energía, 2021, Decreto N°1, modifica y amplía la duración del decreto preventivo de racionamiento N°51 de 2021, Ministerio de Energía, enero.

[11] Fearnleys, 2022, Weekly Report, Week 6, febrero.

[12] Pereira M. y L. Pinto, 1985, Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: a decomposition approach, Water Resources Research, Vol. 21, N°6.

[13] Prett K. y C. Muñoz, 2020, Flexibilidad en la generación de electricidad en Chile con la integración de Energía Renovable Variable, IPRE 2019, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile.

[14] S&P Global Platts, 2021, Dirty tanker rate relief set to come in Q4, but full recovery elusive: Teekay, noviembre.

[15] Transporte, 2022, Entrevista con empresas de distribución especializadas en el transporte de combustibles líquidos, enero.