



Adenda

INFORME TÉCNICO

Artículo 163°, Ley General de Servicios Eléctricos

Sistema Eléctrico Nacional

Enero de 2022



ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	3
2	ANTECEDENTES	4
2.1	INFORMES DE SEGURIDAD DEL COORDINADOR.	4
2.1.1	Informe de Seguridad de octubre.....	4
2.1.2	Informe de Seguridad de noviembre.....	6
2.1.3	Informe de Seguridad de diciembre.	8
3	ANÁLISIS	12
3.1	SOBRE LA VIGENCIA DEL DECRETO DE RACIONAMIENTO.	12
3.2	SOBRE LA DISPONIBILIDAD DE INFORMACIÓN ASOCIADA AL SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE.	12
3.3	SOBRE LA DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLE DE LAS UNIDADES GENERADORAS QUE OPERAN CON DIÉSEL.	13
4	RECOMENDACIONES DE MODIFICACIONES A DECRETO PREVENTIVO DE RACIONAMIENTO	14
4.1	EXTENDER VIGENCIA DEL DECRETO PREVENTIVO DE RACIONAMIENTO.	14
4.2	COMPLEMENTAR MEDIDA REFERIDA AL MONITOREO DE LA DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLES EN EL SEN	14
4.3	DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMA DE ADQUISICIÓN Y LOGÍSTICA DE DIÉSEL.....	14
4.3.1	Determinación del consumo histórico de diésel	15
4.3.2	Estimación de los requerimientos de diésel en el SEN	15
4.3.3	Asignación del Diésel de Seguridad	15
4.3.4	Costos y remuneración del Diésel de Seguridad	17
4.3.5	Fortalecer las reglas de reconocimiento de potencia en caso de indisponibilidad de combustible.	18
5	ACTUALIZACIÓN DEL CÁLCULO DEL MONTO DEL PAGO POR KILOWATT-HORA DE DÉFICIT	21

1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el artículo 163° del D.F.L N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente, “Ley” o “LGSE”, a lo establecido en el Decreto Supremo N° 327 de 1997, en adelante el “Reglamento”, a lo establecido en el Decreto Supremo N° 125 de 2017, en adelante “Reglamento de Coordinación de la Operación”, y a lo establecido D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, “Comisión” o “CNE”, en caso de producirse o proyectarse fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o situaciones de sequía, el Ministerio de Energía, en adelante el “Ministerio”, está facultado para dictar un decreto de acuerdo al artículo 163° de la Ley, previo informe de la Comisión.

En virtud de lo anterior, con fecha 13 de agosto de 2021 esta Comisión emitió el Informe Técnico que tuvo por objeto fundamentar las razones que recomendaban la dictación de un decreto de acuerdo con el artículo 163° de la LGSE en el Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “Informe Técnico”.

Luego, con fecha 16 de agosto de 2021 el Ministerio de Energía procedió a dictar el Decreto Supremo N° 51 que Decreta medidas preventivas que indica de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctricos, el cual fue publicado en el Diario Oficial con fecha 18 de agosto, en adelante “Decreto Preventivo de Racionamiento”.

2 ANTECEDENTES

En este capítulo se presentan los antecedentes que se tienen a la vista para la confección de la adenda.

2.1 Informes de Seguridad del Coordinador.

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 6° del Decreto Supremo N° 97/2008 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante “Coordinador”, mensualmente debe emitir un Estudio de Seguridad de Abastecimiento, en adelante “Estudio de Seguridad”.

Para efectos de la presente Adenda, esta Comisión ha efectuado una revisión de los Informes de Seguridad del CEN de los meses de octubre, noviembre y diciembre del año 2021. A continuación, sintetizamos los principales análisis y conclusiones realizados por el Coordinador.

2.1.1 Informe de Seguridad de octubre.

El Estudio de Seguridad del Coordinador “Informe DPRO-GM-SEN N° 25/2021 Estudio de seguridad de abastecimiento periodo octubre 2021 – septiembre 2022”, de octubre de 2021, que analiza el período correspondiente a octubre 2021 a septiembre de 2022 bajo las condiciones hidrológicas más desfavorables durante el primer año del horizonte de estudio y supone indisponibilidades de unidades generadoras de gran tamaño, ha dejado constancia de las siguientes situaciones:

- i. Las simulaciones realizadas por el Coordinador muestran que habría déficit de suministro en la zona al sur de Puerto Montt para los casos 4 y 7¹, debido a las limitaciones de combustible diésel definidas en los casos respectivos, condiciones hidrológicas secas y plan de desconexiones de la línea 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt asociados a los trabajos que se están realizando a propósito de las obras de transmisión en la zona. Sin embargo, de acuerdo con lo indicado por el Coordinador, se podría modificar transitoriamente el despacho de la central Canutillar, de manera de mitigar estos potenciales déficits, lo que dependerá de las condiciones de operación vigentes para verificar que dicha generación no comprometa las condiciones de seguridad de toda la zona al sur de Puerto Montt.

De acuerdo con lo señalado por el Coordinador, en un escenario en el que persistan condiciones secas, a partir de septiembre de 2022, el sistema contaría con una reserva de energía disponible para generación de aproximadamente 313 [GWh] como promedio.

¹ La descripción del Caso Base y los Casos 1 al 9, constan en el Informe del Coordinador “DPRO-GM-SEN N° 25/2021: Estudio de Seguridad de Abastecimiento octubre 2021 – septiembre de 2022”.

-
- ii. Para el caso 9 (caso crítico) el consumo de diésel en los meses de mayo y junio de 2022 sería de 3300 m³/día y de 9000 m³/día en julio de 2022. De acuerdo a lo señalado por el Coordinador, esto evidencia la necesidad de que los propietarios de centrales generadores dispongan de combustible suficiente en cantidad y oportunidad, toda vez que dicha falta de cumplimiento podría implicar un déficit de suministro eléctrico.

Con motivo del Informe de Seguridad de octubre, esta Comisión solicitó al Coordinador, mediante Oficio Ordinario N° 760 de fecha 28 de octubre de 2021 un ejercicio de modelación adicional con ocasión de la publicación del Informe “Estudio de Seguridad de Abastecimiento, Periodo Octubre 2021 – Septiembre 2022”, de octubre de 2021.

En respuesta a la solicitud de esta Comisión, el Coordinador mediante “Informe DPRO-GM-SEN N° 26/2021. Sensibilidad de Estudio de Seguridad de Abastecimiento período octubre 2021 – septiembre de 2022” de noviembre de 2021, señaló en sus conclusiones que:

- i. Para las condiciones hidrológicas evaluadas, el retraso en la fecha de retiro de las centrales Bocamina II, Tocopilla U14 y U15, y retraso en el ingreso de la central Ventanas II a ERE, confirman que la mayor parte de la energía desplazada por el aumento de generación en base a carbón corresponde a generación diésel (sobre un 80% de la energía desplazada).
- ii. Al retrasar la fecha de retiro de las centrales Bocamina II, Tocopilla U14 y U15, e ingreso de la central Ventanas II a ERE, se observa una disminución de los costos marginales en las barras desde Quillota hacia el sur del sistema, entre los meses de junio y septiembre de 2022 principalmente, siendo las simulaciones correspondientes a la hidrología 1998-1999 aquellas donde se presentan la mayor dispersión. Esto se debe a que el consumo de diésel es menor que el obtenido para la hidrología 1968-1969, por lo que se logra reemplazar la generación de las centrales diésel con mayor costo variable.
- iii. El mayor ahorro en el costo de operación del sistema, que se determina al contrastar respecto del caso base (caso A²), lo produce el retraso del retiro de la central

² Caso A: incorporó los supuestos del Caso Base del Informe “Estudio de Seguridad de Abastecimiento, Periodo Octubre 2021 – Septiembre 2022”, de octubre 2021, para todo el horizonte de simulación, esto es, hasta marzo del 2023, e incorporó las limitaciones de potencia máxima vigentes extendidas por todo el horizonte de estudio para centrales térmicas a carbón, gas natural y diésel, y un factor de planta conservador para centrales solares y eólicas. Adicionalmente, consideró una menor disponibilidad de GNL respecto de la utilizada en el Caso Base, en atención al contexto actual en el que se encuentra el mercado mundial de GNL, como también un escenario conservador sobre la disponibilidad de Gas Natural Argentino por esta misma situación.

A su turno, proyectó cada uno de los supuestos y las restricciones que corresponda, hasta marzo del 2023.

Bocamina II (caso B³), significando aproximadamente 80 MMUSD en la hidrología 1968-1969 y 64 MMUSD en la 1998-1999. Lo sigue el ahorro producido por el retraso de la central Ventanas II a ERE (caso C⁴) con 41 MMUSD en la hidrología 1968-1969 y 31 MMUSD en la 1998-1999. Por su parte, el retraso en el retiro de las centrales U14 y U15 (caso D⁵) significaría un ahorro en el costo de operación del sistema de 25 MMUSD en la hidrología 1968-1969 y 21 MMUSD en la 1998-1999.

- iv. La mayor tasa de consumo de diésel se presenta en el mes de junio de 2022 para la hidrología 1968-1969, alcanzando un nivel de 11.204 m³/día como promedio mensual y un valor de 12.043 m³/día en la semana más crítica del mes. Los proveedores de diésel informaron que la capacidad máxima de reposición de dicho combustible alcanza a 3.500 m³/día, por lo que la seguridad de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “SEN”, podría verse comprometida de presentarse consumos promedios mayores a este número en períodos prolongados.
- v. Por último, el retraso de la fecha de retiro Tocopilla U14 y U15⁶, reducen el consumo de diésel en las condiciones hidrológicas simuladas, sin embargo, dicha reducción no es suficiente para alcanzar el nivel de consumo máximo de 3.500 m³/día.

2.1.2 Informe de Seguridad de noviembre.

El Estudio de Seguridad del Coordinador “Informe DPRO-GM-SEN N° 28/2021 Estudio de seguridad de abastecimiento periodo noviembre 2021 – octubre 2022”, de noviembre de 2021, que analiza el período correspondiente a noviembre 2021 a octubre de 2022 bajo las condiciones hidrológicas desfavorables durante el primer año del horizonte de estudio e indisponibilidades en unidades generadoras de mayor tamaño y en localizaciones relevantes, ha dejado constancia de las siguientes situaciones:

- i. Eventuales déficits de energía. En cuatro de los nueve escenarios estudiados (se consideran los casos en conjunto con sus sensibilidades) se observa déficit proyectado de energía, los que se concentran entre los meses de junio y agosto de 2022. Los déficits proyectados de energía presentados para el Casos Base, y los

³ Incorporó todos los supuestos del Caso A. Adicionalmente, consideró que la central Bocamina II comience el cese de operaciones desde el 1 de octubre del 2022.

⁴ Incorporó los supuestos del Caso A. Adicionalmente, consideró que la central Bocamina II comience el cese de operaciones desde el 1 de octubre del 2022, y que el ingreso a Estado de Reserva Estratégica para la central Ventanas 2 sea a partir del 1 de octubre del 2022.

⁵ Incorporó los supuestos del Caso A. Adicionalmente, consideró que las centrales Bocamina II, U14 y U15 comienzan el cese de operaciones desde el 1 de octubre del 2022, y que el ingreso Estado de Reserva Estratégica para la central Ventanas 2 sea a partir del 1 de octubre del 2022

⁶ En base a lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 496 de 22 de noviembre de 2021, que posterga la fecha de desconexión y retiro de instalaciones de generación de Engie Energía Chile S.A.

Casos 1, 3, 4 y 5 se ubican en la zona al sur de Puerto Montt, debido a la realización de los trabajos asociados al plan de desconexiones de la línea 2x220 kV Cautín - Río Toltén – Ciruelos que se realizarían para efectos de ejecutar el reemplazo de sus conductores, conforme al proyecto “Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín”. Los déficits proyectados de energía observados en los casos 2 y 6 se deben a la menor disponibilidad de las centrales que utilizan petróleo diésel, y en menor medida a los trabajos asociados a los planes de desconexión de las líneas 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt y 2x220 kV Cautín - Río Toltén – Ciruelos, efectuados para ejecutar los respectivos proyectos de aumento de capacidad. Estos déficits se distribuirían principalmente en la zona centro-sur del SEN. Respecto del consumo de combustible, señala el Coordinador que el consumo de petróleo para el caso 3 alcanza montos medios mensuales que superan los 10.000 m³/día en los meses de junio y julio de 2022, considerando los caudales afluentes en las hidrologías más secas analizadas. Además, las condiciones de abastecimiento podrían tener que enfrentar eventos intempestivos que afecten la operación del sistema, entre los cuales se mencionan las eventualidades de un incendio bajo la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico y disminuciones de energía eólica por variaciones dentro de un día o entre días contiguos.

- ii. Energía embalsada. En un escenario en el que persistieran condiciones hidrológicas secas a partir de octubre de 2022, el sistema contaría con una reserva de energía disponible para generación de aproximadamente sólo 517 [GWh], lo cual, de acuerdo a lo indicado por el Coordinador, sería un nivel muy bajo que sólo permitiría resolver perturbaciones de corto plazo.
- iii. Medidas de mitigación de eventuales déficits de energía. Señala el Coordinador, que el déficit de suministro de energía resultado de los casos analizados en el Estudio de Seguridad, podría mitigarse en la medida que fuera factible y viable la ejecución de las siguientes medidas:
 - Aumento del suministro gas natural por sobre los niveles de los ADP informados por los titulares de contratos de suministro de GNL, por un volumen equivalente a 3 buques con ETA en el periodo junio a agosto 2022.
 - Operación de ciclos combinados Nehuenco y San Isidro con combustible diésel.
 - Disponibilidad completa de las centrales generadoras que utilizan diésel. Para esto los coordinados propietarios de estas centrales deben adoptar al menos dos acciones: (i) mantener el nivel de almacenamiento de diésel en sus estanques al máximo volumen; y (ii) los coordinados propietarios de centrales de generación diésel deben adoptar todas las acciones tendientes a asegurar el suministro de combustible para que sus centrales generadoras operen cumpliendo las

instrucciones de coordinación que instruya el Coordinador, de forma que no presenten indisponibilidad cuando sean requeridas.

- Postergación del retiro de las centrales térmicas.

Por lo descrito anteriormente, y en atención a que las simulaciones realizadas, muestran una proyección de déficit de suministro en la zona al sur de Puerto Montt para los casos estudiados, debido a las indisponibilidades de centrales generadoras que utilizan combustible diésel, la ocurrencia de condiciones hidrológicas secas y la ejecución de los proyectos de ampliación de la línea 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt y de la línea 2x220 kV Cautín - Río Toltén – Ciruelos, el Coordinador concluye que el eventual déficit de suministro de energía podría ser mitigado mediante las siguientes acciones:

- Aumento del suministro gas natural por sobre los niveles de los ADP informados a la fecha de emisión del Informe de Seguridad de noviembre del Coordinador por parte de los titulares de contratos de suministro de GNL, por un volumen equivalente a 3 buques con ETA en el periodo junio a agosto 2022. La definición de los ADP de GNL para el año 2022 aún se encuentra en proceso de definición entre los generadores y sus suministradores, por lo que sería esperable se reporten nuevos embarques.
- Mantener el nivel de almacenamiento de diésel en sus estanques al máximo volumen.
- Coordinados propietarios de centrales de generación diésel deben adoptar todas las acciones tendientes a asegurar el suministro de combustible para que sus centrales generadoras operan cumpliendo las instrucciones de coordinación.
- Postergación del retiro de las centrales térmicas.

2.1.3 Informe de Seguridad de diciembre.

El Estudio de Seguridad del Coordinador “Informe DPRO-GM-SEN N° 33/2021 Estudio de seguridad de abastecimiento periodo diciembre 2021 – noviembre 2022”, de diciembre de 2021, que analiza el período correspondiente a diciembre 2021 a noviembre de 2022 bajo las condiciones hidrológicas desfavorables durante el primer año del horizonte de estudio e indisponibilidades en unidades generadoras de mayor tamaño y en localizaciones relevantes, ha dejado constancia de las siguientes situaciones:

- i. Déficits de energía. En cuatro de los nueve escenarios estudiados se observa déficit de energía, los que se concentran entre los meses de junio y agosto de 2022. Señala el Coordinador que los déficits de energía presentados para los casos base, 1, 3, 4 y 5 se ubican en la zona al sur de Puerto Montt, debido a la realización de los trabajos asociados al plan de desconexiones de la línea 2x220 kV Cautín - Río Toltén – Ciruelos para efectos de ejecutar el reemplazo de sus conductores, conforme al proyecto

“Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín”. Con el objetivo de disminuir el riesgo de desabastecimiento en la zona debido a la ejecución de los trabajos mencionados, a partir de abril de 2022 se considera acumular reserva operacional en el Lago Chapo y en un caso de riesgo de déficit de suministro en la zona, se instruiría la suspensión de los trabajos. Agrega el Coordinador, que, durante la etapa de realización de los trabajos en las líneas en comento, con el objeto de operar de manera segura la zona de Puerto Montt al sur, se debe limitar la potencia máxima de la central Canutillar a 120 MW, manteniendo un margen de regulación ante la eventual desconexión del circuito que permanece en servicio.

Los déficits de energía observados en los casos 2 y 6 se deben a la indisponibilidad de las centrales que utilizan petróleo diésel, y en menor medida a los trabajos asociados a los planes de desconexión de las líneas 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt y 2x220 kV Cautín - Río Toltén – Ciruelos, efectuados para ejecutar los respectivos proyectos de aumento de capacidad. Estos déficits se distribuyen principalmente en la zona centro-sur del SEN.

En relación al consumo de combustible, indica el Coordinador que, en comparación con el Estudio de Seguridad de noviembre, se aprecia un menor déficit de energía y utilización de combustible diésel en los escenarios equivalentes. Esto se debe a distintas actualizaciones de parámetros de mercado, tales como costos de combustibles, cotas de embalses, pronósticos de caudales, volúmenes de GNL declarado, plan de obras y disponibilidad de centrales, entre otros.

Además, las condiciones de abastecimiento podrían tener que enfrentar eventos intempestivos que afecten la operación del sistema, entre los cuales se mencionan las eventualidades de un incendio bajo la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico y disminuciones de energía eólica por variaciones dentro de un día o entre días contiguos.

Concluye el Coordinador que, en todos los casos las reservas de energía requeridas para gestionar los eventos antes señalados corresponderán a la acumulación de agua en centrales de embalse y/o utilización del stock para la generación de centrales diésel, por lo que es necesario que se mantengan con sus stocks al máximo.

- ii. Energía embalsada. En un escenario en el que persistieran condiciones hidrológicas secas a partir de diciembre de 2022, el sistema contaría con una reserva de energía disponible para generación de aproximadamente sólo 506 [GWh], lo cual es un nivel muy bajo que sólo permitiría resolver perturbaciones de corto plazo.

iii. Medidas de mitigación de eventuales déficits de energía. Señala el Coordinador, que el déficit de suministro de energía resultado de los casos analizados en el Estudio de Seguridad, podría mitigarse en la medida que fuera factible y viable la ejecución de las siguientes medidas:

- Aumento del suministro gas natural por sobre los niveles de los ADP informados por los titulares de contratos de suministro de GNL, por un volumen equivalente a 3 buques con ETA en el periodo junio a agosto 2022.
- Operación de ciclos combinados Nehuenco y San Isidro con combustible diésel.
- Disponibilidad completa de las centrales generadoras que utilizan diésel. Para esto los coordinados propietarios de estas centrales deben adoptar al menos dos acciones: (i) mantener el nivel de almacenamiento de diésel en sus estanques al máximo volumen; y (ii) los coordinados propietarios de centrales de generación diésel deben adoptar todas las acciones tendientes a asegurar el suministro de combustible para que sus centrales generadoras operen cumpliendo las instrucciones de coordinación que instruya el Coordinador, de forma que no presenten indisponibilidad cuando sean requeridas.
- Reprogramación de desconexiones asociadas proyectos “MR Aumento Capacidad LT 2x220 kV Nueva P. Montt - P. Montt y Ampliación S/E Nueva P. Montt – Etapa 2” y “Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín”, en función de la disponibilidad de reserva operacional en Lago Chapo, recurso eólico esperado y centrales térmicas que permiten brindar la condición de seguridad requerida durante dichas desconexiones.

Por lo descrito anteriormente, y en atención a que las simulaciones realizadas, muestran déficit de suministro en la zona al sur de Puerto Montt para los casos estudiados, debido a las indisponibilidades de centrales generadoras que utilizan combustible diésel, la ocurrencia de condiciones hidrológicas secas y la ejecución de los proyectos de ampliación de la línea 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt y de la línea 2x220 kV Cautín - Río Toltén – Ciruelos, el Coordinador concluye, en el capítulo 4 de su documento, que el déficit de suministro de energía podría ser mitigado mediante las siguientes acciones:

- Aumento del suministro gas natural por sobre los niveles de los ADP informados a la fecha de emisión del Informe de Seguridad de diciembre del Coordinador por parte de los titulares de contratos de suministro de GNL, por un volumen equivalente a 3 buques con ETA en el periodo junio a agosto 2022.
- Mantener el nivel de almacenamiento de diésel en sus estanques al máximo volumen.
- Coordinados propietarios de centrales de generación diésel deben adoptar todas las acciones tendientes a asegurar el suministro de combustible para que sus centrales generadoras operen cumpliendo las instrucciones de coordinación.



- Postergación del retiro de las centrales térmicas.

3 ANÁLISIS

3.1 Sobre la vigencia del Decreto de Racionamiento.

El Decreto de Racionamiento Preventivo N° 51 de 18 de agosto de 2021 estipula que las disposiciones establecidas en éste se encontrarán vigentes hasta el 31 de marzo de 2022. No obstante, de acuerdo con los análisis del Coordinador en sus Informes de Seguridad de Abastecimiento descritos en el capítulo 2, el sistema se encontraría en riesgo de abastecimiento eléctrico al menos hasta septiembre de 2022.

3.2 Sobre la disponibilidad de información asociada al suministro de combustible.

En virtud de los antecedentes contenidos en el capítulo 2 de la presente adenda, y considerando la normativa vigente, para efectos de que el Coordinador pueda determinar, y proyectar los requerimientos de combustibles, se requiere contar con información adicional respecto de los contratos de suministro que tengan las empresas propietarias de medios de generación con las empresas suministradoras de combustible.

Asimismo, se requiere que la ventana de información sobre la que informan presente una mayor temporalidad, para efectos de prever eventuales necesidades del sistema en una mayor escala de tiempo. Adicionalmente, resulta necesario que la información sobre la disponibilidad de combustible en el SEN sea actualizada permanentemente para una correcta programación y operación del sistema, que garantice la operación óptima y reduzca los riesgos de racionamiento eléctrico. En este sentido, resulta importante que el Coordinador cuente con la información más actualizada de los volúmenes de combustible disponibles a futuro; volúmenes de combustibles comprometidos durante el 2022; potenciales restricciones de logística y distribución; las cantidades de combustible en stock de las unidades generadoras; disponibilidad de gas argentino; entre otra información necesaria que determine el Coordinador.

De acuerdo con lo indicado en el capítulo 2 de la presente adenda, en virtud de la situación de abastecimiento en la que se encuentra el sistema, se requiere contar con toda la disponibilidad de infraestructura de generación a gas natural y diésel, en particular con aquellas unidades generadoras que pueden utilizar insumo alternativo de diésel. Sin perjuicio de lo anterior, se deberá considerar la normativa ambiental vigente.

Adicionalmente, se debe mantener el monitoreo acerca de la evolución de la situación de la disponibilidad de combustibles gas natural y diésel, además del resto de las variables del sistema, para efectos de analizar eventuales alteraciones en las fechas actualmente programadas para la salida de operación de centrales térmicas en el primer semestre de 2022.

3.3 Sobre la disponibilidad de combustible de las unidades generadoras que operan con diésel.

La actual y esperada situación del abastecimiento descrita anteriormente ha puesto en manifiesto determinadas deficiencias respecto de la disponibilidad del recurso térmico que deberán ser debidamente consideradas en la presente adenda. En virtud de lo anterior, se sugiere tomar una serie de medidas extraordinarias que permitan sobrellevar la estrechez de generación actual y proyectada del sistema.

De acuerdo con el levantamiento de antecedentes contenidos en el capítulo 2 de la presente adenda, en las condiciones actuales y proyectadas en el corto plazo del sistema, el parque generador es insuficiente para reemplazar, aunque sea parcialmente, la menor disponibilidad de generación hidráulica y la menor disponibilidad de unidades generadoras térmicas, asociado al retiro de las centrales a carbón y al contexto mundial del mercado de combustibles. En este sentido, se ha identificado que empresas generadoras que utilizan diésel para la operación de sus unidades generadoras no cuentan con los mecanismos suficientes para operar como generadores de base.

En consecuencia, se deben analizar y recomendar medidas que permitan subsanar lo señalado anteriormente, de modo tal que propendan a eliminar o minimizar la probabilidad de racionamiento eléctrico, lo que va en directo beneficio del sistema, y en particular de sus usuarios. De esta manera, se observa que de no implementarse estas medidas se vería en riesgo de abastecimiento a los consumos del sistema, lo que resulta relevante de considerar al momento de evaluar cómo debe cubrirse el financiamiento de estas medidas excepcionales.

Por lo tanto, la recomendación debe habilitar mecanismos regulatorios que permitan una mayor participación de las unidades generadoras que operan con diésel en el mercado de la energía. Sin perjuicio de lo anterior, es importante relevar que la responsabilidad de logística de transporte y distribución de combustible es de las empresas contratantes.

A mayor abundamiento, dicha habilitación, debe considerar que el propósito es subsanar los problemas detectados para que sea expedita la contratación de combustible diésel y el reconocimiento ante el Coordinador de sus costos excepcionales. A su vez, debe preservarse que en el ámbito de dichos contratos, suscritos entre empresas generadoras que utilizan diésel con sus respectivos suministradores de combustible, deberán tener especial cabida todas aquellas medidas que aseguren que dichos contratos sean competitivos, suficientes, adecuados y eficientes para el fin de proveer combustibles, disponibilizando toda la infraestructura de logística, transporte y distribución que requieran. Por último, que dichos contratos sean suscritos y cumplidos es de responsabilidad exclusiva de las empresas incumbentes.

4 RECOMENDACIONES DE MODIFICACIONES A DECRETO PREVENTIVO DE RACIONAMIENTO

Esta Comisión recomienda que el Ministerio proceda a dictar las siguientes nuevas medidas, y modificaciones al decreto Preventivo de Racionamiento, para reducir los riesgos de racionamiento eléctrico.

4.1 Extender vigencia del Decreto Preventivo de Racionamiento.

El Decreto Preventivo de Racionamiento señala en su artículo primero que su vigencia es desde la publicación del decreto referido en el Diario Oficial (18 de agosto de 2021) hasta el 31 de marzo de 2022.

De acuerdo con la información contenida en el capítulo 2 de la presente adenda, y a que las condiciones de estrechez que originaron el Decreto Preventivo de Racionamiento persisten en la actualidad, e incluso se vislumbra un empeoramiento de las mismas, en particular las referentes a las condiciones secas proyectadas para el presente año hidrológico, y el estado actual del mercado mundial de combustibles, se recomienda extender la vigencia del Decreto Preventivo de Racionamiento hasta el 30 de septiembre del 2022.

4.2 Complementar medida referida al monitoreo de la disponibilidad de combustibles en el SEN

Se sugiere que el Coordinador, en virtud de la facultad legal conferida en el inciso cuarto del artículo 72°-2 de la LGSE, requiera a los Coordinados información actualizada de las condiciones comerciales, físicas y operacionales referidas a la operación de las unidades generadoras.

El Coordinador deberá resguardar la información respecto de la que concurra alguna de las causales de secreto que establece la ley y la Constitución, o que su publicidad, comunicación o conocimiento afecte el derecho de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico.

4.3 Diseño e implementación de esquema de adquisición y logística de diésel

Se recomienda establecer un esquema que facilite la adquisición y logística de distribución de combustible diésel (en adelante, “Diésel de Seguridad”), en las cantidades que requiera el SEN, según lo que se señala a continuación. Lo anterior, con el objetivo de reducir el eventual riesgo de déficit de generación respetando los principios de la operación y coordinación definidos en la LGSE.

Se deja constancia que el mecanismo propuesto en este numeral es sin perjuicio de la facultad y derecho que tienen los titulares de unidades generadoras para la adquisición y

logística de distribución de combustible diésel, en cuyo caso se aplicarán las reglas generales establecidas en la normativa vigente.

4.3.1 Determinación del consumo histórico de diésel

El Coordinador deberá determinar para cada unidad generadora térmica que opere con diésel, el consumo histórico promedio mensual del combustible en m³/día. Para estos efectos, utilizará, para cada uno de los meses entre marzo y septiembre, ambos incluidos, el monto despachado promedio mensual del mes respectivo en el año 2021. El diésel indicado anteriormente se definirá “Diésel Base Mensual”.

4.3.2 Estimación de los requerimientos de diésel en el SEN

Se recomienda que el Coordinador, dentro de los tres días siguientes a la publicación del respectivo decreto de racionamiento en el Diario Oficial, y a partir del escenario crítico de consumo de diésel en el Estudio de Seguridad de Abastecimiento más actualizado, realice una proyección de la cantidad de diésel mensual y promedio diario para cada mes que requerirá el SEN para minimizar la probabilidad de racionamiento eléctrico. La cantidad de diésel indicado anteriormente se denominará “Diésel Mensual Requerido por el Sistema”.

El Coordinador, para efectos de determinar el Diésel Mensual Requerido por el Sistema, podrá realizar desagregaciones por zona considerando restricciones de logística o almacenamiento del diésel, informadas por las empresas o a través de otras fuentes de información, y además deberá considerar las restricciones propias del Sistema Eléctrico Nacional u otras restricciones que pudiesen afectar el diésel requerido en cada zona, con el objetivo de asegurar el abastecimiento y seguridad del suministro eléctrico.

Una vez definidas las desagregaciones por zonas, el Coordinador deberá determinar mensualmente el Diésel Base Mensual en cada una de ellas, y luego determinará la diferencia, en cada mes y zona, entre las siguientes componentes: (x) Diésel Mensual Requerido por el Sistema, y (z) Diésel Base Mensual. A continuación, el Coordinador determinará el Diésel de Seguridad, para cada zona, como el máximo valor de la diferencia mensual por zona indicada anteriormente.

4.3.3 Asignación del Diésel de Seguridad

El Coordinador deberá llevar a cabo un proceso de provisión del combustible del Diésel de Seguridad (en adelante, “Proceso de Provisión de Combustible”), cuyo objetivo es proveer un mecanismo para que las unidades generadoras que lo requieran, y operen con combustible diésel, presenten disponibilidad de combustible hasta el término del decreto de racionamiento.

Para efectos de lo anterior, dentro de los siete días siguientes a la determinación del Diésel de Seguridad, el Coordinador deberá establecer, coordinar y comunicar un procedimiento que contenga el diseño del Proceso de Provisión de Combustible. El procedimiento deberá incorporar, al menos, (i) calendario del proceso, (ii) Diésel de Seguridad requerido por el sistema con una desagregación por zona, si es que corresponde dicha desagregación, y (iii) Diésel Base Mensual por cada unidad generadora.

El procedimiento del Proceso de Provisión de Combustible definido en el párrafo anterior deberá ser comunicado a la Comisión, la que podrá realizar observaciones en un plazo de 5 días. Una vez recibidas las observaciones por parte de la Comisión, el Coordinador deberá incorporar en el procedimiento del Proceso de Provisión de Combustible dichas observaciones y enviar el documento final a la Comisión en un plazo de 2 días. La Comisión deberá aprobar dicho documento en un plazo de 1 día. A continuación, el Coordinador tendrá un plazo de 15 días para desarrollar y finalizar el Proceso de Provisión de Combustible.

Con todo, solo podrán participar del Proceso de Provisión de Combustible del Diésel de Seguridad aquellos titulares de unidades generadoras térmicas que utilicen como insumo el combustible diésel (en adelante "Potenciales Participantes"). A su vez, la cantidad máxima con la que podrán participar los Potenciales Participantes con cada una de sus unidades generadoras que utilicen como insumo el combustible diésel corresponderá mensualmente a la diferencia entre: (x) diésel necesario para generar con potencia máxima durante un día, y (z) Diésel Base Mensual.

A su turno, para participar del Proceso de Provisión de Combustible, los Potenciales Participantes deberán informar al Coordinador, por cada unidad generadora que utilice como insumo el combustible diésel, en los plazos y formatos que este establezca en el Proceso de Provisión de Combustible, al menos, la siguiente información:

- a) El precio del diésel comprometido. Este precio deberá tener tanto una componente fija como una componente variable.
 - i. Componente Fija: deberá considerar, al menos, los costos fijos de los recursos utilizados para almacenar, disponer y transportar el Diésel de Seguridad a la respectiva unidad generadora, según corresponda. Los costos deberán ser identificados en el Proceso de Provisión de Combustible.
 - ii. Componente Variable: componente de costo variable, de acuerdo con la normativa vigente, del Diésel de Seguridad para cada unidad generadora, que deberá informarse en el Proceso de Provisión de Combustible;
- b) La cantidad máxima diaria y promedio mensual de Diésel de Seguridad comprometido. Dicho monto deberá ser comunicado en m³/día y su equivalente en MWh, y desagregado por unidad generadora; y
- c) Eventuales restricciones de logística de distribución del combustible.

Considerando la información indicada anteriormente, el Coordinador deberá asignar la totalidad del Diésel de Seguridad, al menor costo, considerando las eventuales restricciones de logística y otras que pudiera definir en el Proceso de Provisión de Combustible. En

particular, para efectos de determinar el costo de los Potenciales Participantes en el Proceso de Provisión de Combustible, y realizar la asignación, el Coordinador deberá sumar, para cada unidad generadora, la componente de costo fijo dividida en la cantidad a que hace referencia el literal b) del párrafo anterior, resultando un monto en US\$/MWh, y la componente de costo variable en US\$/MWh.

Asimismo, el Coordinador deberá verificar en el Proceso de Provisión de Combustible que las cantidades de diésel asignados no supere la cantidad de Diésel de Seguridad por zona, si es que corresponde hacer dicha desagregación.

Una vez asignado el Diésel de Seguridad, los titulares de unidades generadoras a los que se les haya asignado dicho combustible, deberán informar al Coordinador los contratos de suministro de combustible en los plazos y formatos que este indique.

El Diésel de Seguridad deberá estar disponible para ser utilizado en el Sistema Eléctrico Nacional en los 10 días siguientes a la finalización del Proceso de Provisión de Combustible, y deberá culminar con la fecha de término de vigencia del Decreto de Racionamiento. El periodo indicado anteriormente se definirá como “Periodo con Disponibilidad de Diésel de Seguridad”.

El Coordinador deberá llevar el registro del uso de Diésel de Seguridad de cada una de las unidades generadoras.

4.3.4 Costos y remuneración del Diésel de Seguridad

El Coordinador deberá mensualmente, con ocasión del cálculo de los balances de transferencias económicas de energía, realizar un cuadro de pago dispuesto especialmente para la remuneración de la componente de costos fijos de la provisión del Diésel de Seguridad.

El monto resultante señalado en el párrafo anterior deberá ser asignado mensualmente a todas las empresas generadoras que efectúan retiros de energía del sistema a prorrata de sus retiros físicos de energía.

Con todo, en el caso de las unidades generadoras que pueden operar con gas natural o diésel, para acceder al reconocimiento de los costos indicados en el primer párrafo de la presente sección, los titulares de aquellas unidades generadoras deberán acreditar al Coordinador que los consumos de diésel se producen una vez agotados todos sus esfuerzos comerciales por disponer de gas natural.

El cálculo señalado en el párrafo primero de la presente sección deberá realizarse durante todo el Periodo con Disponibilidad de Diésel de Seguridad. El cuadro de pago señalado en el párrafo primero de la presente sección corresponderá a un cuadro de pago único, debidamente identificado en el Informe de Valorización de Transferencias Económicas, el cual dará origen a una instrucción de pago independiente de los demás pagos.

4.3.5 Fortalecer las reglas de reconocimiento de potencia en caso de indisponibilidad de combustible.

Se recomienda que el Decreto de Racionamiento establezca un reconocimiento diferenciado de la disponibilidad de combustible, al que hace referencia el artículo 29 del Decreto Supremo N° 62, de 2006, Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras (en adelante, “DS 62”), para efectos de determinar la Potencia de Suficiencia de Unidades Generadoras Térmicas para el año 2022. En particular, se recomienda diferenciar el cálculo considerando el Periodo con Disponibilidad de Diésel de Seguridad respecto del resto del año (en adelante “Periodo sin Disponibilidad de Diésel de Seguridad”). Para efectos del cálculo del Balance de potencia, excepcionalmente se debe considerar esta forma de determinación de la Disponibilidad del Insumo Principal, en adelante, “DIP” y aplicar dicho resultado para el año de cálculo correspondiente al año 2022, no debiendo considerar la ventana móvil de 5 años anteriores.

Para lo anterior, se debe establecer en la determinación del DIP para las unidades generadoras térmicas dos componentes: (i) DIP de estrechez y (ii) DIP resto del año.

El DIP de estrechez para el mes “j” se determinará en los meses contenidos en el Periodo con Disponibilidad de Diésel de Seguridad a través de la siguiente expresión:

$$DIP_{estrechezj} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{HT} [(LC_i + DLC_i)(1 - \frac{P_{limi}}{P_{max}})]}{HT}$$

Donde,

DLC_i : Proporción de la hora i en que la unidad generadora estuvo en el EO DLC, durante el mes j.

LC_i : Proporción de la hora i en que la unidad generadora estuvo en el EO LC, durante el mes j.

P_{limi} : Potencia limitada de la unidad generadora debido a restricciones en el suministro de combustible, en la hora i del mes j.

P_{max} : Potencia máxima de la unidad generadora.

i : Hora del mes contenido en el Periodo con Disponibilidad de Diésel de Seguridad.

HT : Número total de horas del mes contenido en el Periodo con Disponibilidad de Diésel de Seguridad, descontadas las horas en que la unidad estuvo en Mantenimiento Mayor, si corresponde.

Así, el Coordinador para calcular el $DIP_{estrechezj}$ deberá considerar los estados operativos de limitación de combustible (LC) y desconexión con limitación de combustible (DLC), y la

proporción de la potencia limitada respecto de la potencia máxima; y las horas totales del Periodo de Diésel de Seguridad. A continuación, el Coordinador deberá determinar mensualmente la disponibilidad de combustible para dicho periodo. Luego, el Coordinador determinará el $DIP_{estrechez}$ como el menor valor de la disponibilidad calculada mensualmente ($DIP_{estrechezj}$), durante el Periodo con Disponibilidad de Diésel de Seguridad

A su turno, el Coordinador deberá calcular el $DIP_{resto-del-año}$ a partir de la siguiente expresión:

$$DIP_{resto-del-año} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{HT} \left[(LC_i + DLC_i) \left(1 - \frac{P_{limi}}{P_{max}} \right) \right]}{HT}$$

Donde,

DLC_i : Proporción de la hora i en que la unidad generadora estuvo en el EO DLC, durante el Periodo sin Disponibilidad de Diésel de Seguridad.

LC_i Proporción de la hora i en que la unidad generadora estuvo en el EO LC, durante el Periodo sin Disponibilidad de Diésel de Seguridad.

P_{limi} : Potencia limitada de la unidad generadora debido a restricciones en el suministro de combustible, en la hora i del mes j .

P_{max} : Potencia máxima de la unidad generadora.

i : Hora del mes contenido en el Periodo con Disponibilidad de Diésel de Seguridad.

HT : Número total de horas del Periodo sin Disponibilidad de Diésel de Seguridad, descontadas las horas en que la unidad estuvo en mantenimiento mayor, si correspondiere. A su vez, deberá considerarse el caso de que entre en operación una unidad generadora en el año de cálculo.

Así, el Coordinador para calcular el $DIP_{resto-del-año}$ deberá considerar los estados operativos de limitación de combustible (LC) y desconexión con limitación de combustible (DLC), y la proporción de la potencia limitada respecto de la potencia máxima; y las horas totales del Periodo sin Disponibilidad de Diésel de Seguridad.

Una vez realizado lo anterior, el Coordinador calculará para cada unidad el DIP mediante la siguiente expresión:

$$DIP = \frac{(H_1 \cdot DIP_{estrechez} + H_2 \cdot DIP_{resto-del-año})}{H_1 + H_2}$$

Donde,

H_1 : Número total de horas contenido en el Periodo con Disponibilidad de Diésel de Seguridad.

H_2 : Número total de horas contenido en el Periodo sin Disponibilidad de Diésel de Seguridad.

En caso de que una unidad generadora entre en operación en el año de cálculo, aquello deberá ser considerado en H_2 .

Para el caso de una unidad generadora térmica que puede operar con gas natural o diésel, su disponibilidad de combustible se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Disponibilidad de combustible} = \min \left\{ 1 ; DIP + (1 - DIP) \cdot DIA \cdot \frac{Pmáx_A}{Pmáx_P} \right\}$$

Donde:

DIP : Disponibilidad determinada de acuerdo con la expresión definida en la presente sección.

DIA : Menor disponibilidad media del insumo alternativo de la unidad generadora, determinada en los periodos en los que no se dispone de insumo principal para dicha unidad generadora. Esta se deberá determinar de forma análoga al cálculo del DIP , es decir, se deberá considerar una componente de estrechez y una de resto del año, además de la potencia máxima que corresponda.

$Pmáx_P$: Potencia Máxima asociada al insumo principal de la unidad generadora.

$Pmáx_A$: Potencia Máxima asociada al insumo alternativo de la unidad generadora.

Finalmente, para aquellas unidades generadoras que declaren no contar con stock de combustible, y que luego del evento el Coordinado titular informe disponibilidad de combustible, el Coordinador podrá hacer pruebas que permitan verificar dicha información. Los costos de operación asociados a la verificación en que se incurra serán de cargo del titular o propietario de la unidad generadora correspondiente.

5 ACTUALIZACIÓN DEL CÁLCULO DEL MONTO DEL PAGO POR KILOWATT-HORA DE DÉFICIT

De acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 163° de la Ley, las empresas generadoras deberán pagar a sus clientes distribuidores o finales sometidos a regulación de precios, cada kilowatt-hora de déficit que los haya afectado, determinado sobre la base de sus consumos normales, a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía correspondiente, considerando los valores utilizados en la última fijación de precios de nudo para el sistema eléctrico.

Por su parte, el penúltimo inciso del citado artículo dispone que el decreto respectivo explicitará, basándose en el informe previo de la Comisión, el monto del pago por cada kilowatt-hora de déficit, agregando que todos los cálculos deberán fundarse en los valores utilizados en la última fijación de precios de nudo. Sin perjuicio de lo anterior, la misma disposición señala que, el valor a utilizar para el costo de racionamiento no podrá superar, expresado en unidades de fomento, el promedio de los costos de racionamiento utilizados en las últimas seis fijaciones de precios de nudo.

Atendido lo anterior, en el siguiente cuadro se exponen, para las últimas seis fijaciones de precios de nudo, esto es, desde el primer semestre de 2019 al segundo semestre de 2021, los valores utilizados para el cálculo del precio del kilowatt-hora de racionamiento, el que queda determinado, en este caso, por la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía para el nudo Quillota 220 kV establecido en el Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, de agosto de 2021, aprobado mediante Resolución Exenta N° 19, de fecha 10 de enero de 2022. Se utiliza el costo de racionamiento de la fijación del segundo semestre de 2021 por ser este de menor valor que el promedio del costo de racionamiento de las últimas seis fijaciones de precios de nudo, según se detalla en la tabla a continuación.

Informe Técnico Definitivo	Costo de racionamiento	Costo de racionamiento	Dólar	UF promedio	Costo de racionamiento	P. Básico de Energía	P. Básico de Energía
	US\$/MWh	\$/kWh	\$	\$	UF/kWh	US\$/MWh	\$/kWh
Segundo Semestre 2021	391,68	278,98	712,26	29.555,98	0,00944	35,669	25,405
Primer Semestre 2021	850,33	648,70	762,88	28.933,88	0,02242	28,317	21,602
Segundo Semestre 2020	776,01	637,73	821,81	28.713,19	0,02221	23,488	19,302
Primer Semestre 2020	755,73	586,85	776,53	28.122,86	0,02087	28,517	22,144
Segundo Semestre 2019	768,60	531,87	692,00	27.720,11	0,01919	46,958	32,495
Primer Semestre 2019	747,60	506,58	677,61	27.480,95	0,01843	46,615	31,587

Conforme a la información presentada en el cuadro anterior, el costo de racionamiento contenido en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo del segundo semestre de 2021 es de 0,00944 [UF/kWh], y el promedio del costo de racionamiento de las últimas 6 fijaciones es de 0,01876 [UF/kWh], por lo que se utilizará el valor señalado para el cálculo del monto de pago por kW-hora de déficit, que en pesos equivale a 278,980 [\$/kWh].

El valor del tipo de cambio y Unidad de Fomento (UF) utilizado en las conversiones expuestas en la tabla precedente corresponden al promedio del dólar observado de los Estados Unidos de América y el promedio mensual de la UF del segundo mes anterior al establecido para la comunicación del Informe Técnico Definitivo correspondiente, respectivamente.

El precio básico de energía utilizado para el cálculo del monto del pago por kilowatt-hora de déficit es el Precio Básico Energía Quillota 220 kV contenido en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo del segundo semestre 2021, correspondiente a: Precio Básico Energía Quillota 220 kV = 35,669 [US\$/MWh] x 712,26 [\$/US\$] = 25,405 [\$/kWh].

Conforme a lo ya expuesto, el valor del costo de racionamiento a utilizar corresponde a 278,980 [\$/kWh]. Así, el cálculo del monto del pago por kilowatt-hora de déficit es el que se expresa a continuación:

$$\text{Pago por kW-hora de déficit: } 278,980 \text{ [$/kWh]} - 25,405 \text{ [$/kWh]} = 253,575 \text{ [$/kWh]}$$

Así, el valor para cada kilowatt-hora de déficit a ser compensado, o precio del kilowatt-hora de déficit, resulta igual a 253,575 [\$/kWh], considerando el costo de racionamiento y el

correspondiente precio básico de la energía contenidos en el Informe Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional del segundo semestre de 2021, aprobado mediante Resolución Exenta N° 19, de 10 de enero de 2022.

En cuanto a la determinación del consumo normal en horas de corte de una distribuidora, éste se determinará como el consumo base total en horas de corte de sus clientes sometidos a regulación de precios, incrementado en una tasa anual de crecimiento del consumo correspondiente a 7,1%, conforme a los antecedentes contenidos la fijación de precios de nudo del segundo semestre de 2021⁷.

⁷ La tasa utilizada en el presente informe aísla el efecto del traspaso de clientes regulados a libres proyectado, con el objeto de obtener una adecuada representación del incremento del consumo de los clientes sometidos a regulación de precios.