



# **INFORME TÉCNICO**

**Artículo 163°, Ley General de Servicios Eléctricos**

**Sistema Eléctrico Nacional**

**Agosto de 2021**

# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>ANTECEDENTES .....</b>	<b>5</b>
2.1	OFERTA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL. ....	5
2.1.1	Conformación actual del parque generador del Sistema Eléctrico Nacional .....	5
2.1.2	Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología en el Sistema Eléctrico Nacional .....	6
2.1.3	Evolución de los embalses asociados a generación hidroeléctrica en el SEN .....	6
2.1.4	Situación del Estado de Reserva Estratégico de la Central Ventanas 1 .....	7
2.2	DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL. ....	8
2.2.1	Evolución de la demanda eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional .....	8
2.2.2	Proyección de demanda eléctrica.....	9
2.3	CONDICIÓN HIDROLÓGICA. ....	10
2.3.1	Estadísticas hidrológicas del Sistema Eléctrico Nacional .....	10
2.3.2	Probabilidad de excedencia y pronóstico de deshielo para el SEN .....	11
2.4	OPERACIÓN ESPERADA DEL SEN. ....	14
2.4.1	Generación de energía y costos marginales .....	14
2.4.2	Programa de mantenimiento en el Sistema Eléctrico Nacional .....	16
2.5	PROYECTOS DE GENERACIÓN Y SU CONEXIÓN A LA RED.....	16
2.5.1	Acceso abierto. ....	16
2.5.2	Declaración en construcción y conexión de nuevos proyectos .....	17
2.6	SISTEMA DE TRANSMISIÓN. ....	18
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS .....</b>	<b>20</b>
3.1	EN RELACIÓN CON LA OFERTA. ....	20
3.2	EN RELACIÓN CON LA DEMANDA. ....	24
3.3	EN RELACIÓN A LA CONDICIÓN HIDROLÓGICA.....	25
3.4	EN RELACIÓN AL PROGRAMA DE MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS MAYORES.....	26
3.5	EN RELACIÓN A LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN. ....	26
3.6	EN RELACIÓN A LAS RESTRICCIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	33
<b>4</b>	<b>RECOMENDACIONES CON LA FINALIDAD DE PREVENIR SITUACIONES DE DÉFICIT FUTUROS<sup>34</sup></b>	
4.1	ACELERACIÓN DE CONEXIÓN DE PROYECTOS AVANZADOS. ....	34
4.2	UTILIZACIÓN DE ENERGÍA EMBALSADA.....	35

---

4.2.1	Reserva Hídrica .....	35
4.2.2	Reserva Operacional.....	36
4.3	DEFINICIÓN DE CONDICIÓN HIDROLÓGICA A UTILIZAR EN LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN POR EL SEN. ....	36
4.4	RELAJACIÓN DE NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO (TENSIÓN). ....	37
4.5	TRATAMIENTO ESPECIAL DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN. ....	37
4.6	OPTIMIZACIÓN DE MANTENIMIENTO DE UNIDADES.....	38
4.7	PROMOVER DISMINUCIONES DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD, MEDIANTE ACUERDO ENTRE EMPRESAS Y CLIENTES. ....	38
4.8	REGISTRO DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN ADICIONAL.....	39
4.9	MÁXIMA DISPONIBILIDAD DE INFRAESTRUCTURA PARA GNL .....	39
4.10	INDISPONIBILIDADES DE COMBUSTIBLES.....	39
4.11	REGULARIZACIÓN .....	39
<b>5</b>	<b>Cálculo del monto del pago por kilowatt-hora de déficit .....</b>	<b>41</b>
<b>6</b>	<b>Programas de Corte de Suministro .....</b>	<b>44</b>
<b>7</b>	<b>Período de Vigencia del Decreto .....</b>	<b>45</b>

---

# 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.

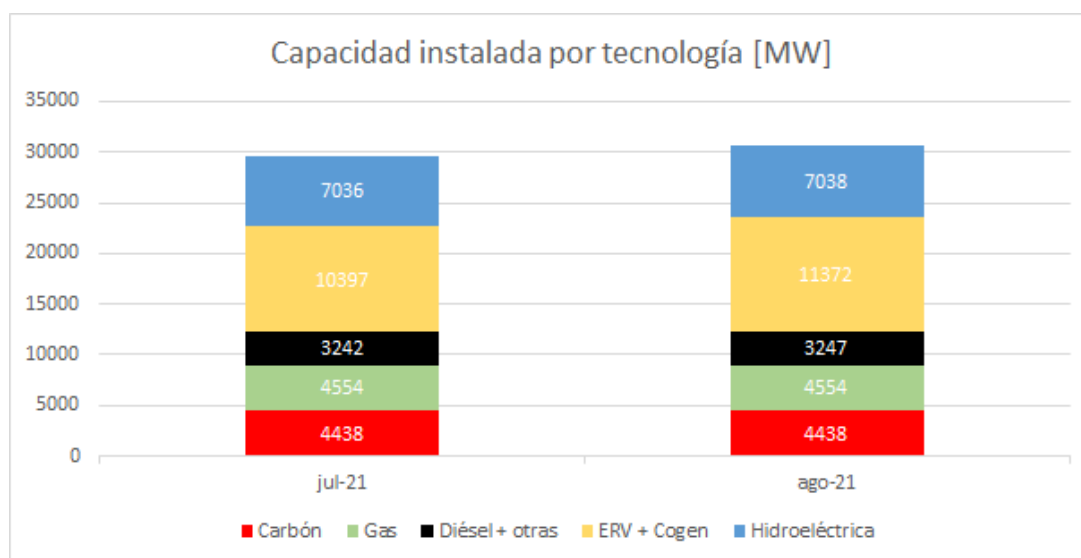
En virtud de lo anterior, el presente informe tiene por objeto fundamentar las razones que recomiendan la dictación de un decreto de acuerdo al artículo 163° de la LGSE en el Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “SEN”.

## 2 ANTECEDENTES

### 2.1 Oferta del Sistema Eléctrico Nacional.

#### 2.1.1 Conformación actual del parque generador del Sistema Eléctrico Nacional

A partir de la información contenida en los anexos del Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Corto de Plazo de julio del año 2021 (en adelante, "ITD PNCP 2021-2"), en la figura a continuación, se presenta la capacidad instalada de generación<sup>12</sup> en el Sistema Eléctrico Nacional, por tecnología, para el mes de julio del año 2021, y la proyectada para agosto del año 2021 (considerando el ingreso de proyectos en construcción hasta el final de dicho mes).



En la figura anterior, para el mes de julio, se puede observar que la capacidad instalada total de las centrales térmicas representa un 41,2% del total de la capacidad instalada en el sistema (donde el carbón representa un 15%, el gas natural un 15,4% y el diésel y otras tecnologías un 10,8%).

Por su parte, la capacidad instalada correspondiente a tecnologías eólica, solar, hidroeléctrica<sup>3</sup>, cogeneración y biomasa corresponden, en conjunto, al 58,8% del total instalado en el sistema. De este total, las centrales hidroeléctricas representan un 23,7%, mientras que las demás tecnologías representan un 35% del total de la capacidad del SEN.

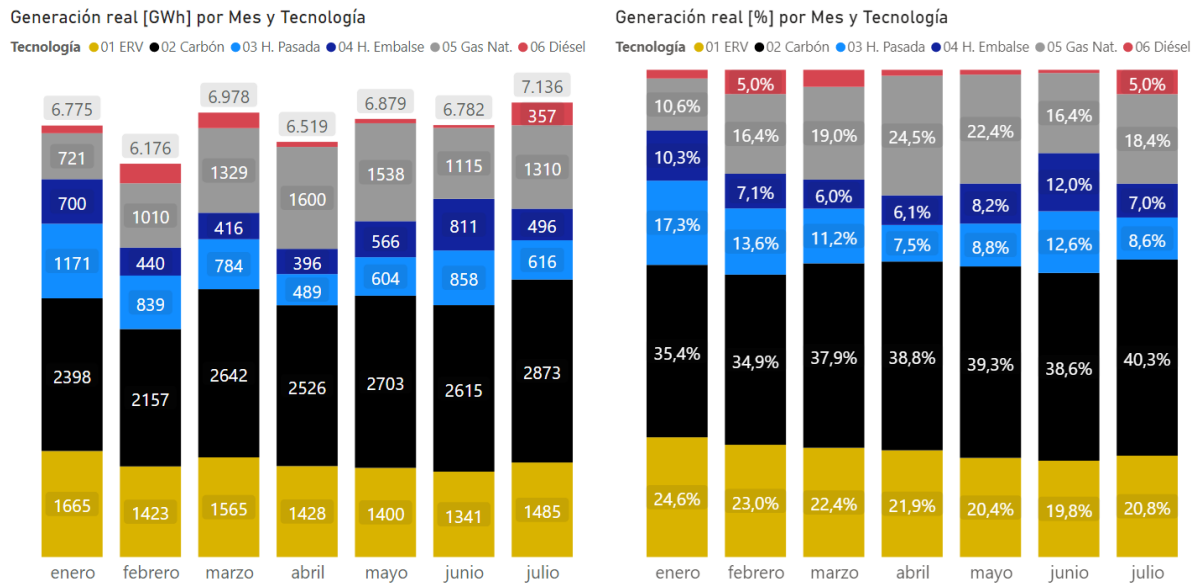
<sup>1</sup> Los valores corresponden a la suma de las potencias netas de las centrales.

<sup>2</sup> No se considera la capacidad de la central Ventanas 1.

<sup>3</sup> Compuesta por centrales hidroeléctricas de pasada y embalse.

## 2.1.2 Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología en el Sistema Eléctrico Nacional

A continuación, se presenta la participación mensual por tecnología de generación en el SEN, de acuerdo con la información del Coordinador Eléctrico Nacional para el período de enero a julio de 2021.



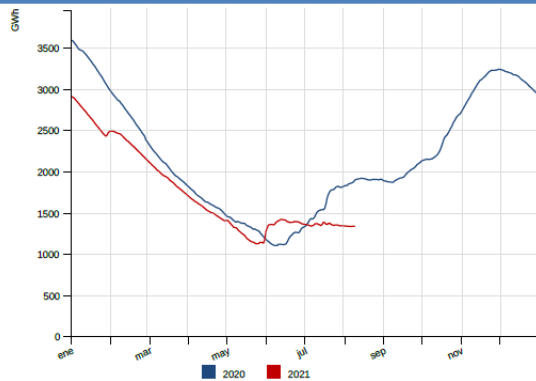
Es posible observar que la participación hidroeléctrica en la matriz de generación del sistema ha disminuido desde enero a julio del presente año, iniciando en una participación del 27,6% en enero, y llegando a sólo un 15,6% en julio. Cabe mencionar que si bien en junio la participación hídrica llegó a un 24,6%, esto se debió a una situación excepcional en donde hubo mayor cantidad de precipitaciones líquidas.

Otro punto importante es el rol relevante que tiene el gas natural en la matriz energética del SEN cuando existe disponibilidad de este combustible. Por ejemplo, en el presente año, el gas natural representó el 24,5% de la generación total del mes de abril y un 22,4% en mayo. Es decir, en escenarios con escasez de disponibilidad hidroeléctrica este combustible puede llegar a representar hasta un cuarto de la generación total del sistema cuando hay disponibilidad técnica y del respectivo combustible.

## 2.1.3 Evolución de los embalses asociados a generación hidroeléctrica en el SEN

El siguiente gráfico muestra la evolución mensual de la energía embalsada del año 2020 y el periodo transcurrido durante el presente año, actualizado al 09 de agosto de 2021. Se aprecia que la energía embalsada disponible ha sido menor durante la mayoría de los meses del año 2021 respecto al año 2020, con excepción del mes de junio donde hubo mayor cantidad de precipitaciones este año. No obstante, la disponibilidad hídrica del SEN actualmente es menor respecto a la del año pasado, llegando hasta un 66,8% menos de energía en embalses como Colbún.

#### Energía Embalsada en los Últimos 12 Meses (GWh)



#### Cotas (msnm)

	Diario		Máxima	Min. Operacional
	Lun 09/ago	Dom 08/ago	2021	2021
Rapel	100.71	100.64	105.00	100.50
Invernada	1282.30	1282.45	1318.00	1282.80
Melado	642.69	641.90	648.00	641.00
Colbún	404.29	404.31	437.00	397.00
Maule	2160.82	2160.81	2180.85	2152.10
Laja	1316.35	1316.35	1368.00	1300.00
Ralco	692.03	692.15	725.00	692.00
Panguo	508.15	507.77	510.00	501.00
Chapo	231.05	231.11	243.00	222.00

#### Precipitaciones (mm)

	Diario		Acumulado Anual (°)		
	Lun 09/ago	Dom 08/ago	2021	var% 2020	var% Año Normal
Rapel	0.00	0.00	181.50	-50.40	-47.14
Invernada	0.00	0.00	303.50	-66.45	-66.18
Melado	0.00	0.00	421.95	-61.47	-60.34
Colbún	0.00	0.00	485.50	-66.84	-62.32
Laja	0.00	0.70	1155.40	-6.19	-11.71
Panguo	0.00	0.00	1190.60	-38.60	-41.73
Chapo	0.00	0.00	1872.00	-29.02	-20.25

Nota: la reserva efectiva, según convenios de riego vigentes, es de 62 GWh

Esta evolución de la energía embalsada es consistente con la condición hidrológica a la que se enfrentan las regiones chilenas donde se encuentra la generación hidroeléctrica, la que se describe en el punto 2.3 del presente informe.

### 2.1.4 Situación del Estado de Reserva Estratégico de la Central Ventanas 1

Con fecha 5 de agosto de 2021, el Coordinador Eléctrico Nacional ha informado a esta Comisión, mediante carta DE 03795-21, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 25° quinquies del Decreto Supremo N°62, que ha efectuado los análisis que identifican la existencia de déficit importantes de generación en el SEN, debido a la disminución relevante de recurso hídrico, como consecuencia de la situación de sequía imperante en el país.

Esta comunicación se acompaña con el informe “Evaluación de Estado de Reserva Estratégica Central Ventanas 1”, en adelante “Informe ERE”, que contiene un análisis de los efectos sobre la disponibilidad de generación en el SEN del aporte de la central termoeléctrica Ventanas 1, de AES Andes S.A., que se encontraba, en dicho momento, en Estado de Reserva Estratégica.

En el Informe ERE se evalúan los efectos de la reincorporación al despacho de la central Ventanas 1, analizándose los resultados para la condición hidrológica más seca de la estadística (correspondiente al año hidrológico 1998-99), representativa del 5% de las condiciones más extremas de las estadísticas hidrológicas, en consistencia con lo indicado en el artículo 25° quinquies del Decreto Supremo N°62 del Ministerio de Economía, del 1 de febrero de 2006.

Se señala también, que la región costera de la Región de Valparaíso (Zona Quinta Región Costa) se abastece en la actualidad de energía eléctrica a través del sistema de transmisión compuesto por el transformador 220/110 kV de S/E Agua Santa, por el transformador 220/110 kV de S/E Ventanas, las líneas 1x100 kV Quillota - San Pedro y 2x110 kV Las Vegas - San Pedro, además de la generación local de las centrales Ventanas 1 (en Estado de Reserva Estratégica), Ventanas 2, Cogeneradora TV Aconcagua, Colmito, Los Vientos, Laguna Verde, y algunos PMG y PMGD y, habida cuenta que no ha entrado en operación la ampliación de la S/E Agua Santa, se mantiene como contingencia crítica para la zona, la desconexión del único transformador existente en la mencionada subestación.

---

De este modo, en las actuales condiciones de operación de la zona, para preservar la seguridad local, frente a la indisponibilidad de la central Ventanas 2, se ha requerido el despacho de unidades generadoras que operan con Diésel, el cual ha presentado restricciones en su disponibilidad a nivel sistémico, según lo informado por los propietarios de dichas centrales.

Es por ello que, con el objetivo de garantizar la seguridad en la zona, minimizando el uso de combustible Diésel para generación local, y también a nivel global, el Coordinador señala que se hace necesaria la reincorporación al despacho de la central Ventanas 1.

Destaca el Coordinador que, la generación equivalente de la central Ventanas 1 puede reemplazar, a nivel diario, un volumen aproximado de 750 m<sup>3</sup> de Diésel, generados por una TG en ciclo abierto de 120 MW, en 24 horas.

Destaca también el Coordinador que, se han observado montos relevantes de generación Diésel como fuente de reemplazo de la menor generación hidroeléctrica, y que el Diésel requiere de una logística de distribución terrestre que debe ser asegurada por los propietarios de las centrales generadoras que utilizan dicho combustible, la cual ha mostrado limitaciones a la fecha.

Por otra parte, la disponibilidad de GNL y gas natural proveniente de Argentina informada por los propietarios de las centrales respectivas, ha reportado bajos volúmenes para el período agosto 2021 a marzo 2022 y, de esta manera, la reincorporación de la central Ventanas 1 al despacho en la operación del SEN, contribuiría significativamente a mejorar la seguridad de servicio del SEN.

## **2.2 Demanda del Sistema Eléctrico Nacional.**

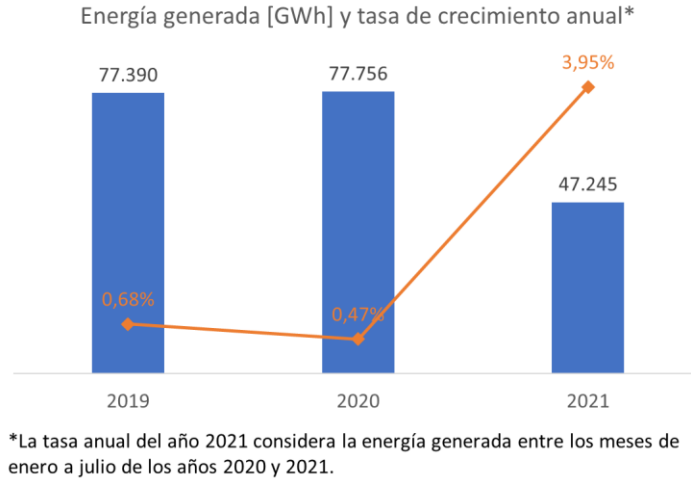
### **2.2.1 Evolución de la demanda eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional**

El siguiente gráfico muestra la generación bruta anual de los años 2019, 2020 y el periodo de enero a julio de 2021, representativa de los niveles de consumo en el SEN. Además, se presentan las tasas de crecimiento anual de los años correspondientes.

Destaca el bajo crecimiento anual de la generación eléctrica de los años 2019 y 2020. No obstante lo anterior, se aprecia un aumento en los requerimientos de energía eléctrica de un 3,95% para el periodo enero-julio del año 2021 respecto al mismo periodo del año 2020. Esto puede tener explicación en la reducción de las restricciones de actividades debido a las mejoras de las condiciones sanitarias del país producto de la pandemia de COVID-19.

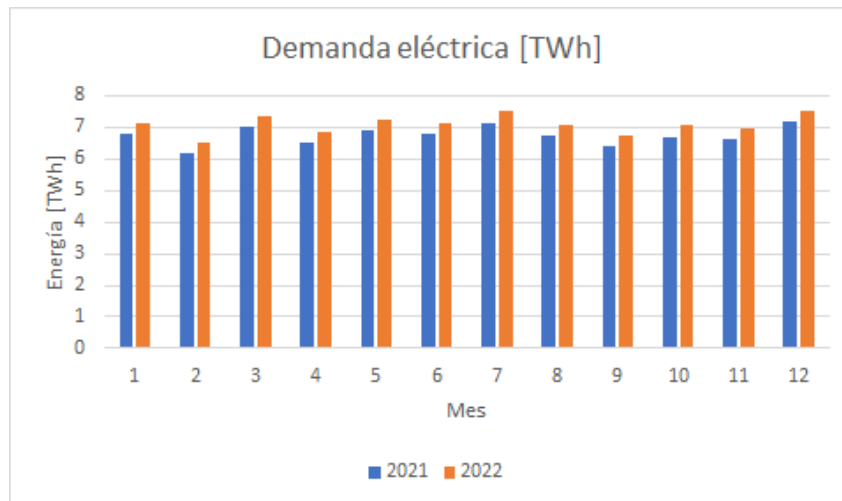
De esta manera, el aumento de los requerimientos eléctricos y la menor disponibilidad energética del SEN podrían poner en una situación de déficit energético al sistema.





### 2.2.2 Proyección de demanda eléctrica.

En la figura a continuación se procede a mostrar la demanda<sup>4</sup> del sistema correspondiente al año 2021. Para estos efectos se utilizaron los datos reales del periodo comprendido entre los meses de enero a julio para el año 2021. Por su parte, para proyectar la generación bruta para el periodo comprendido entre los meses de agosto a diciembre del 2021, se realizó un análisis de la variación de energía entre el periodo de enero a julio de los años 2020 y 2021. Finalmente, la demanda correspondiente al año 2022 se obtiene a partir de las tasas de crecimiento de demanda contenida en los antecedentes del ITD PNCP 2021-2.



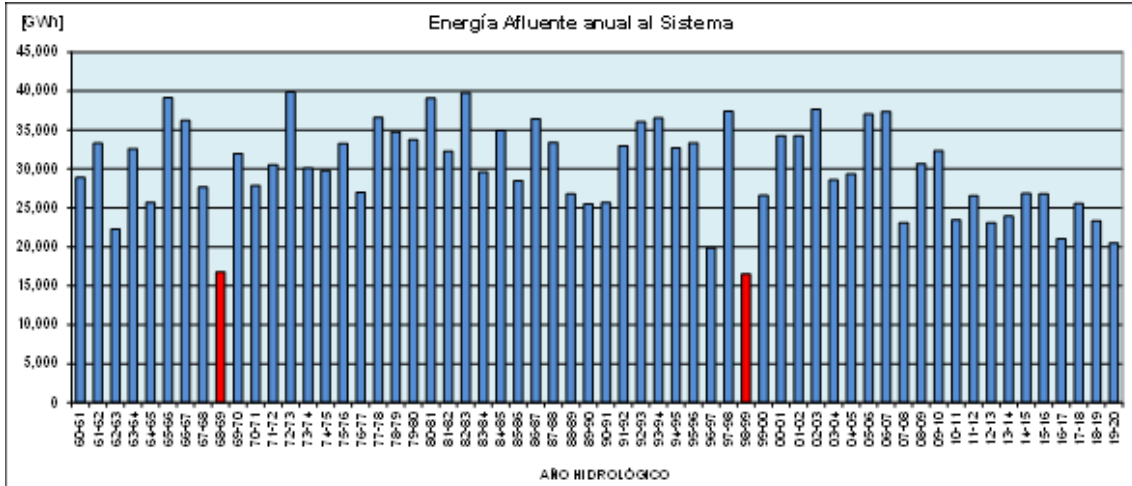
De la figura anterior, es posible apreciar que la proyección de demanda del SEN para el año 2022 será mayor que la correspondiente al año 2021. En particular, la tasa de crecimiento esperada para el año 2022 es de un 5,2%.

<sup>4</sup> La demanda contiene además pérdidas del sistema de transmisión y por consumos propios de las unidades generadoras.

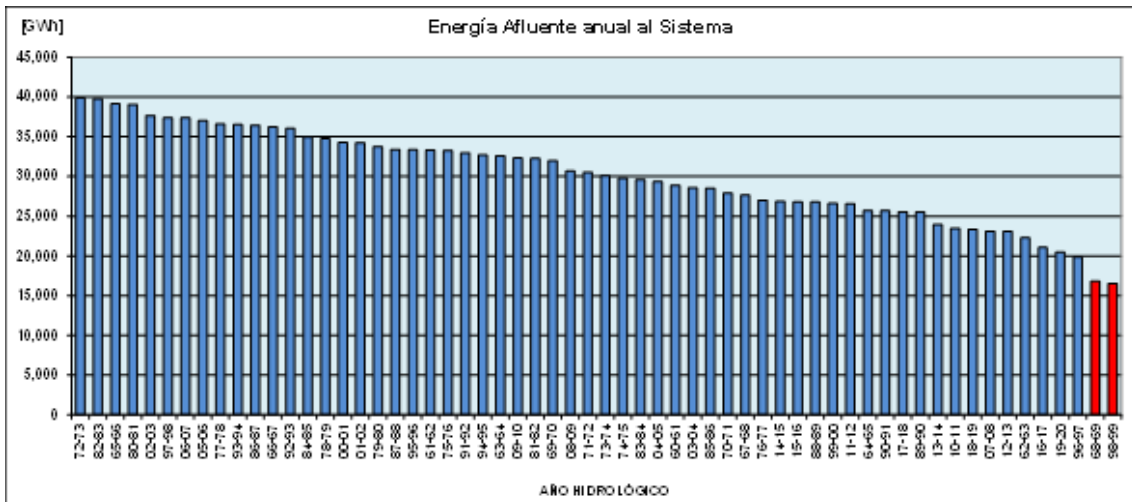
## 2.3 Condición Hidrológica.

### 2.3.1 Estadísticas hidrológicas del Sistema Eléctrico Nacional

A continuación, se procede a mostrar la estadística hidrológica expresada a partir de la energía afluente al sistema para cada año hidrológico<sup>5</sup>, en el periodo comprendido por los años 1960/61 al 2019/20.



Por su parte, en la figura a continuación se encuentra la energía afluente anual al sistema, ordenada de mayor a menor.



<sup>5</sup> Los años hidrológicos comienzan en abril del año "t" y terminan en marzo del año "t+1".

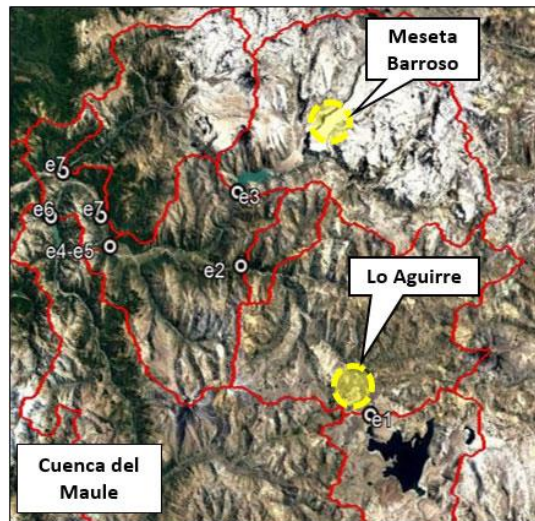
Si bien la estadística presentada contiene información hasta el año hidrológico 2019-2020, es posible destacar que dentro de los cinco años que presentan menor energía afluente en el sistema corresponden a los años 2016-2017 y 2019-2020.

### 2.3.2 Probabilidad de excedencia y pronóstico de deshielo para el SEN

El Coordinador Eléctrico Nacional ha emitido el informe “Medición Rutas de Nieve – Primera Campaña – Julio Temporada 2021/22”, de julio de 2021, y publicado el 2 de agosto del presente año, el cual ha sido preparado por la consultora CONIC-BF Ingenieros Civiles Consultores. En el referido informe se muestran los resultados de los controles de medición de las rutas de nieve, efectuadas durante el mes de julio, en las cuencas de los ríos Maule y Laja. Los resultados así obtenidos se utilizan como índices de pronóstico para estimar el deshielo en las cuencas mencionadas.

Las Rutas de Nieve corresponden a sectores de medición, donde se tienen puntos predefinidos sobre los cuales se realizan mediciones sistemáticas del manto de nieve durante los períodos de acumulación y deshielo, permitiendo caracterizar la evolución del manto a lo largo de una temporada. De acuerdo con ello se obtiene una medida integrada de la acumulación de nieve en el manto, lo que entrega mayor confiabilidad al muestreo, dado que al considerar varias mediciones no se ve afectado por problemas puntuales propios del punto de medición elegido.

En las figuras siguientes se muestran las ubicaciones de las rutas de nieve en las cuencas de los ríos Maule y Laja, respectivamente.



Rutas de nieve en la cuenca del río Maule



Rutas de nieve en la cuenca del río Laja.

De los resultados de este informe de “Medición Rutas de Nieve” del Coordinador, se observa que en las cuencas del Río Maule y Río Laja, se presenta una acumulación por debajo de las condiciones mínimas observadas históricamente y con una probabilidad de excedencia superior a 98%. Cabe señalar que a cada una de las mediciones de nieve se le asociaron probabilidades de excedencia obtenidas del análisis de frecuencias de los datos históricos de las series correspondientes al mes de julio y de máximos anuales, estimadas en cada ruta, considerando el período de registro histórico disponible.

Se señala entonces que la condición hidrológica y de acumulación de nieve actual evidenciaría una disminución significativa de la generación hídrica.

El detalle de los resultados presentados es el siguiente:

Cuenca	Ruta	Equivalente en Agua (mm)			Probabilidad Excedencia (%)	
		Julio 2021	Promedio Histórico		Julio	Anual
			Julio	Max Anual		
Río Maule	Meseta Barroso	34.5	516	837	97%	>98%
	Lo Aguirre	21.5	567	910	>98%	>98%
Río Laja	Alto Mallines	82.3	422	715	98%	>98%
	Meseta El Toro	94.6	452	741	87%	97%

Fuente: Informe Medición Rutas de Nieve, Coordinador Eléctrico Nacional.

Si los datos presentados se llevan a la temporada estival (es decir suponiendo que no se acumule más nieve durante el invierno), las condiciones serían similares, a aquellas asociadas a un año de condiciones secas, esto es, en torno a los mínimos históricos registrados. No obstante, se señala también, que estos valores deben considerarse como

referenciales, pues aún queda parte del período de invierno, durante el cual podrían cambiar las condiciones de acumulación de nieve.

Sin perjuicio de lo anterior, el pronóstico subestacional y estacional, informado por la Oficina de Servicios Climáticos, Sección Climatología, de la Dirección Meteorológica de Chile, en su boletín S2S, edición de julio de 2021, publicado el 06 de agosto del presente año, señala que las precipitaciones seguirán escasas en gran parte del país.

En el referido informe, el pronóstico para el trimestre agosto-septiembre-octubre es de una condición “normal” a “bajo lo normal” desde la región de Coquimbo hasta la Araucanía, lo que incluye gran parte de las cuencas donde se produce la hidroelectricidad del SEN, en particular las cuencas del Maule y Laja ya citadas anteriormente.

La única excepción sería desde Los Ríos al sur, donde la condición es diferente y se espera una condición “sobre lo normal” respecto a precipitaciones.

Lo anterior se muestra gráficamente en la siguiente figura:

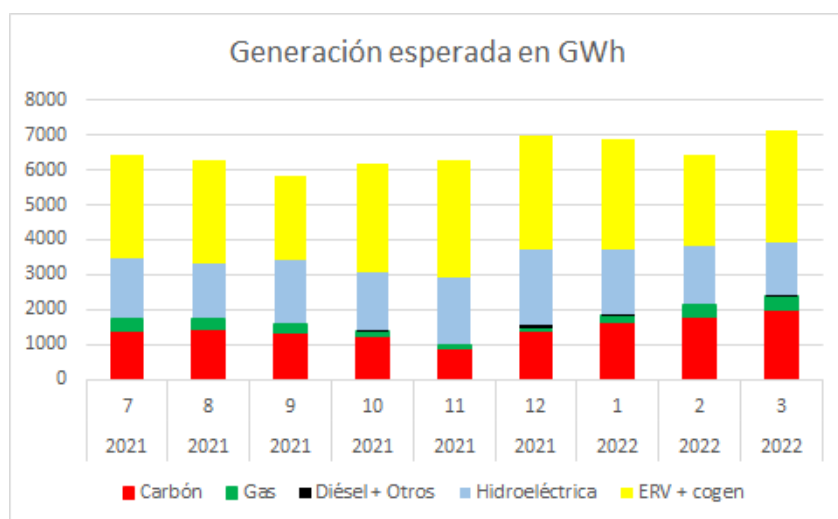


Fuente: Pronóstico Estacional para ASO 2021, Dirección Meteorológica de Chile.

## 2.4 Operación esperada del SEN.

### 2.4.1 Generación de energía y costos marginales

A partir de los antecedentes contenidos en el ITD PNCP 2021-2, en la figura a continuación se procede a mostrar la operación proyectada del SEN, para una muestra con baja disponibilidad del recurso hídrico<sup>6</sup>.



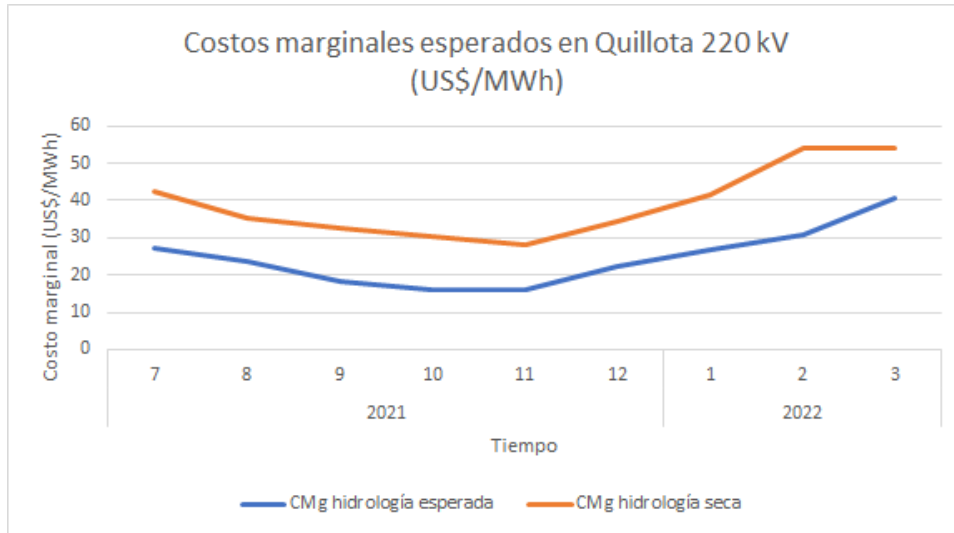
Es importante relevar que los resultados presentados anteriormente, contienen los antecedentes y supuestos definidos en el ITD PNCP 2021-2. En particular, algunos supuestos relevantes se listan a continuación:

- Disponibilidad del recurso hidroeléctrico.
- Disponibilidad de gas.
- Proyección de demanda.
- Programa de mantenimiento de centrales.
- Disponibilidad de centrales térmicas.

Por lo tanto, es esperable que, en la medida que se presente una menor disponibilidad del recurso hidroeléctrico o de gas, como también de las centrales térmicas, ya sea por condiciones de falla o por mantenimientos, la operación esperada del sistema presente un mayor despacho de centrales térmicas a Diésel.

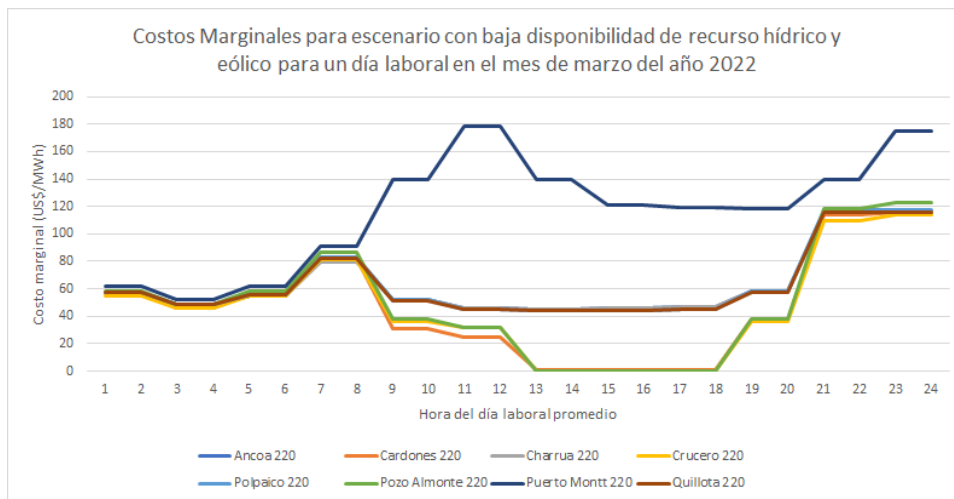
Por su parte, a partir del mismo ITD PNCP 2021-2, en la figura a continuación se presentan los costos marginales esperados del sistema para la barra Quillota 220 kV para el periodo comprendido entre julio del año 2021 y marzo del 2022.

<sup>6</sup> La muestra corresponde al escenario hidrológico N°1 de los 34 posibles modelados en el ITD PNCP 2021-02.



Si bien los costos marginales para una hidrología esperada se encuentran en un rango entre 20 US\$/MWh a 40 US\$/MWh, el efecto de considerar una hidrología seca implica un aumento de los costos marginales a un rango de 30 US\$/MWh a 60 US\$/MWh. Lo anterior, si bien, no permite extrapolar el resultado exacto de que el efecto de una hidrología seca podría tener un efecto en un aumento de los costos marginales en un 50%, sí permite cuantificar el efecto importante que tienen las centrales hidroeléctricas en el sistema, y su efecto en los costos del sistema.

En la figura presentada a continuación se muestran los costos marginales para marzo del año 2022, para un día laboral promedio, en distintas barras del Sistema Eléctrico Nacional, considerando un escenario de baja disponibilidad hídrica y eólica.



Si bien para la barra de Quillota 220 kV se presentó un costo marginal promedio para el mes de marzo del 2022 igual a 40 US\$/MWh para una hidrología promedio, al realizar un análisis de los costos marginales de forma horaria, para un día laboral promedio, y considerando más barras del sistema es posible proyectar los efectos que se listan a continuación:

- 
- a) Desacople económico relevante entre las barras de la zona centro norte (desde S/E Pozo Almonte hasta S/E Charrúa), respecto de la zona sur (S/E Puerto Montt). Lo anterior se vuelve relevante en horas del día, en que la zona centro norte presenta mayor disponibilidad del recurso solar.
  - b) Desacople económico de menor magnitud, en las horas de mayor disponibilidad del recurso solar, entre las barras de la zona norte (desde S/E Pozo Almonte hasta S/E Cardones), respecto de la zona centro-sur (desde S/E Polpaico hasta S/E Charrúa)
  - c) En general, salvo para el caso de S/E Puerto Montt, es posible proyectar diferencias relevantes de los costos marginales entre las horas del día respecto de la noche. Por ejemplo, para el caso de S/E Quillota, se presentan costos marginales en la hora 9 igual a 51,6 US\$/MWh, mientras que en la hora 24 el valor se eleva a 115,7 US\$/MWh.

#### **2.4.2 Programa de mantenimiento en el Sistema Eléctrico Nacional**

De acuerdo con la información facilitada por el Coordinador sobre los mantenimientos preventivos mayores de centrales térmicas, actualizada al 30 de julio de 2021, se observa que el SEN no podrá contar con cerca de 2.000 MW de capacidad entre las semanas del 24 de octubre y el 28 de noviembre, debido a que importantes centrales térmicas estarán en mantenimientos preventivos mayores catalogados como impostergables. Otra situación a tener en consideración será entre las semanas del 26 de septiembre y el 17 de octubre, periodo durante el cual no se podrá contar con cerca de 1.500 MW de capacidad térmica por los mismos motivos.

#### **2.5 Proyectos de generación y su conexión a la red.**

En lo referido a la conexión de nuevos proyectos, para efectos de este informe es necesario destacar lo siguiente.

##### **2.5.1 Acceso abierto.**

De acuerdo a los artículos 79° y 80° de la LGSE las instalaciones de los Sistemas de Transmisión del Sistema Eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del Sistema de Transmisión que corresponda de acuerdo con lo señalado en la Ley y en el correspondiente reglamento.

El acceso abierto comprende el derecho de cualquier interesado a conectarse y a transportar energía eléctrica, a través de cualquier instalación de los Sistemas de Transmisión que opere interconectada a un Sistema Eléctrico de acuerdo a las disposiciones establecidas en la Ley, en el reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión y en la normativa aplicable.



---

Las empresas transmisoras deberán permitir la conexión a las instalaciones que forman parte de los Sistemas de Transmisión, para que los terceros solicitantes puedan acceder al servicio de transmisión.

De acuerdo a la normativa, el Coordinador deberá garantizar el acceso abierto a todos los Sistemas de Transmisión, en conformidad a lo establecido en la Ley, el mencionado reglamento y la demás normativa vigente. En particular, para dar cumplimiento a los fines señalados en el numeral 3 del artículo 72°-1 de la Ley, el Coordinador deberá autorizar la conexión a los Sistemas de Transmisión, verificando el cumplimiento de los requisitos y exigencias a la que ésta deberá sujetarse, e instruyendo las medidas necesarias para asegurarla dentro de los plazos definidos en la respectiva autorización, de acuerdo a lo señalado en el artículo 72°-5 de la Ley y en el mencionado reglamento.

Las conexiones a los Sistemas de Transmisión que se realicen por aplicación de la Ley y del reglamento mencionado anteriormente, deberán cumplir con las exigencias establecidas en la normativa técnica vigente o con los estándares de diseño entregados por el propietario en el caso de las instalaciones de los sistemas de transmisión dedicados, además de contar con la respectiva autorización del Coordinador.

En el cuarto capítulo de este informe se hace algunas recomendaciones al Coordinador respecto del proceso de conexión de nuevos proyectos de generación, recomendaciones que constituyen reglas excepcionales en lo referido al proceso antes descrito.

### **2.5.2 Declaración en construcción y conexión de nuevos proyectos**

Para efectos de este informe, no se ha estimado que el proceso de declaración en construcción implique algún retraso en la entrada de nuevos proyectos, de modo que no se harán recomendaciones al respecto, pero sí se harán respecto del proceso de conexión de proyectos declarados en construcción.

En este capítulo del informe se describe el proceso regular, para que en el capítulo 3, se describan el estado actual de los proyectos, para que luego en el capítulo 4 de este informe se indican las recomendaciones que esta Comisión ha estimado pertinente efectuar.

A su respecto, toda nueva instalación de generación y transmisión que se interconecte al sistema eléctrico deberá previamente haber sido declarada en construcción por la Comisión. Para estos efectos, los propietarios u operadores de las instalaciones señaladas deberán presentar a la Comisión una solicitud de declaración en construcción de la instalación respectiva.

La Comisión, en conformidad a lo establecido en el artículo 72°-17 de la Ley N° 20.936 de 2016, recibirá las solicitudes de los propietarios u operadores de las nuevas instalaciones de generación y transmisión que deseen conectarse al Sistema Eléctrico, y otorgará el permiso correspondiente a aquellas instalaciones que cuenten con, a lo menos, los permisos sectoriales, órdenes de compra, cronograma de obras y demás requisitos establecidos en el reglamento, que permitan acreditar fehacientemente la construcción de dichas instalaciones.

---

Todo desarrollo de proyectos de generación debe cumplir con tres etapas para su interconexión al sistema:

- a) Solicitar la aprobación de conexión asociada al acceso abierto al sistema por parte del Coordinador.
- b) Solicitar la declaración en construcción ante la Comisión Nacional de Energía.
- c) Llevar a cabo el proceso de conexión frente al Coordinador.

En esta última etapa, cuya normativa aplicable se encuentra contenida en el Anexo Técnico Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, se definen los alcances, objetivos y obligaciones del Coordinador, de las empresas solicitantes y empresas involucradas en el desarrollo y ejecución de una instalación que se quiera interconectar al sistema. El proceso de conexión finaliza una vez que el Coordinador declara el fin del período de Puesta en Servicio y Entrada en Operación de aquellas instalaciones para las cuales solicita su conexión, de acuerdo a lo establecido en dicha normativa.

En particular, el procedimiento de interconexión, energización y puesta en servicio de los pequeños medios de generación distribuidos, en adelante “PMGD”, se encuentra regulado en el Título II, del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, entre otras materias que dicho título contempla, en adelante “Reglamento de MGPE” o “DS 88/2019”.

En efecto, el Título II, “De los pequeños medios de generación distribuidos, de su procedimiento de interconexión, energización y puesta en servicio, de los costos adicionales asociados y de sus exigencias de operación y coordinación”, establece las principales etapas e hitos que un proyecto PMGD debe cumplir para efectuar su interconexión, puesta en servicio y posterior entrada en operación.


## **2.6 Sistema de Transmisión.**

En este punto se describe la normativa de seguridad aplicable, sobre la cual, en base al análisis indicado en el capítulo 3, se harán recomendaciones que se describen en el capítulo 4 de este informe.

En cuanto a las exigencias de calidad y seguridad de servicio del sistema de transmisión, la Norma Técnica indica, que para las instalaciones pertenecientes al segmento de transmisión nacional, éstos deberán ser operados procurando cumplir en todo momento con el criterio de seguridad N-1, de modo tal que una contingencia simple pueda ser controlada sin que sus efectos se propaguen a otras instalaciones.

Lo anterior deriva en la determinación de valores máximos de transferencias admisibles por el sistema de transmisión, de modo tal que se asegure el cumplimiento de lo indicado en el párrafo precedente.

Para determinar los valores máximos señalados, el Coordinador elabora anualmente un Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión (“ERST”), cuyos valores resultantes permiten asegurar que, frente a la ocurrencia del conjunto de restricciones definidas en el



artículo 5-32 de la NTSyCS, se verifiquen las condiciones indicadas en el artículo 6-29 de la misma norma:

- i. que el sistema no pierda sincronismo y se alcance una operación estable con posterioridad a la falla;
- ii. que se cumplan las exigencias asociadas al control de tensión en las distintas barras y no exista riesgo de colapso de tensión;
- iii. que no exista riesgo de inestabilidad de frecuencia; y
- iv. que se cumplan los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en el Capítulo 5 de la NTSyCS.

De esta forma a partir de los valores determinados en el ERST, el Coordinador deberá adoptar restricciones en la operación del sistema de transmisión, con la finalidad de garantizar la seguridad y calidad de servicio frente a distintas condiciones y estados del sistema.

Lo descrito en los párrafos precedentes corresponde a una regla general para la operación del sistema. Sin embargo, dada la especial relevancia que adquiere el sistema de transmisión y su capacidad de transporte en condiciones de estrechez como las actuales, resulta pertinente analizar la posible adopción de medidas transitorias que apunte en la vía de aliviar las restricciones a las condiciones de la operación del sistema, facilitando el correcto uso de los recursos de generación disponibles.

## 3 ANÁLISIS

### 3.1 En relación con la oferta.

#### a) Evolución de energías renovables variables.

La evolución de la matriz eléctrica del SEN, en los últimos años, se ha sustentado en el desarrollo e integración de importantes cantidades de energías renovables variables, las que tienen los costos de desarrollo más eficientes en la actualidad en nuestro país. Estas tecnologías reportan importantes beneficios para el sistema eléctrico, en cuanto a precios y disponibilidad de recursos energéticos propios, así como también al cumplimiento de los compromisos de Chile sobre reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y el mantenimiento o mejoramiento de las condiciones locales del medio ambiente en el país. Sin perjuicio de lo anterior, por su variabilidad, estas tecnologías pueden significar mayores niveles temporales de incertidumbre para el suministro eléctrico, los cuales deben ser gestionados adecuadamente mediante instrumentos de mercado, la participación de las tecnologías convencionales, y la integración de nuevas tecnologías.

#### b) Situación de Generación en base a GNL, Diésel y GN Argentino

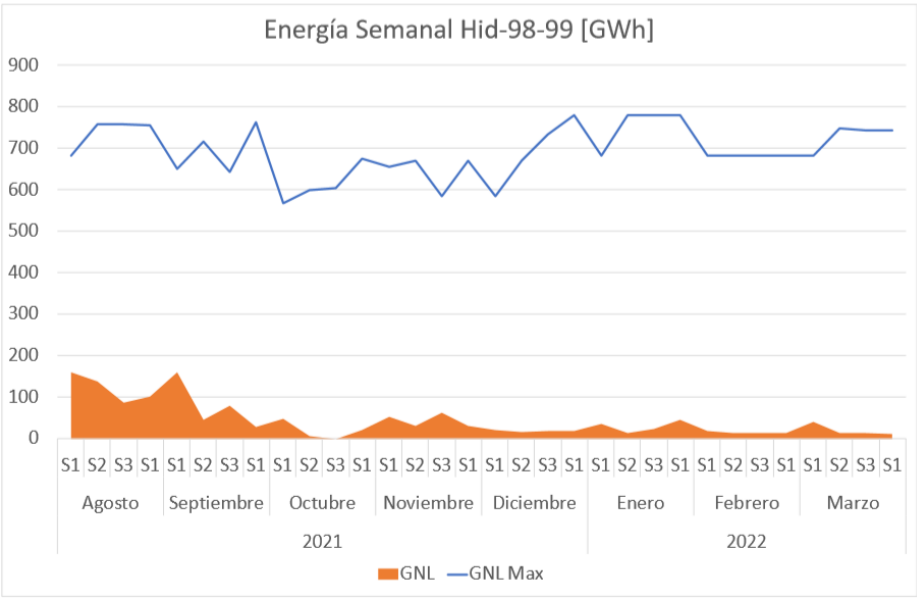
Por su parte, la generación de las centrales que operan con Gas Natural Licuado (GNL) está condicionada por los volúmenes de gas disponibles para generación, los cuales dependen de las estructuras de contratos con sus suministradores de gas, las capacidades de regasificación de los terminales (Mejillones y Quintero), las condiciones coyunturales de cantidades, plazos de llegada de buques y precio del mercado spot de GNL, por nombrar algunas. A su vez, la cantidad de energía potencial en centrales eléctricas con disponibilidad de generar con GNL es sustantiva respecto de la demanda del SEN, la cual es superior a los 600 GWh semanales de acuerdo a lo indicado por el Coordinador, en gráfico que se muestra más debajo de fecha 29 de julio de 2021. Por su parte, el Estudio de Proyección de Generación de Unidades GNL en el SEN, en su versión definitiva emitido en mayo de 2021, establece una cantidad de requerimiento de buques GNL para el período abril 21- marzo 22 con condición hidrológica seca de 18 buques equivalentes (correspondiente a 3 TBtu cada uno). Por su parte, de acuerdo a los contratos de las compañías eléctricas con sus suministradores, los volúmenes anuales contratados corresponden a 66.5 TBtu lo cual arroja una estimación de volúmenes estimados de gas de 22 barcos aproximadamente.

Empresa Compradora	Terminal	Fecha de Suscripción	Periodo de suministro		Volumen anual Min MMBTU	Volumen anual Max MMBTU
			Inicio	Término		
Colbún	Quintero	24-may-17	01-ene-19	31-dic-30	6.295.498	6.295.498
Tamakaya	Mejillones	30-dic-15	01-ene-16	31-dic-21	16.000.000	22.500.000
Engie	Mejillones	01-dic-14	01-ene-18	31-dic-32	14.500.000	24.400.000
Enel	Quintero	25-jul-13	25-jul-13	25-feb-35	29.693.766	53.693.766
Generadora Metropolitana	Quintero	17-dic-20	01-ene-22	31-dic-33	0	10.000.000

Tabla 6: Contratos de Suministro de GNL.



Cabe señalar que el contrato de suministro de GNL de la empresa Colbún corresponde a compra en mercado secundario y consiste en la compra de GNL a proveedores locales, fundamentalmente ENAP.



De la gráfica anterior, se puede observar además, que de acuerdo a lo informado por las empresas al Coordinador, la cantidad de GNL proyectada a comienzos de agosto era extremadamente reducida para el próximo período de deshielo. Durante los últimos días, algunas empresas han declarado compras de gas adicional, sin embargo esto no necesariamente cambia la situación estructural de incertidumbre a que se encuentra sometida la previsión de dicho combustible.

Por su parte, al mes de julio se ha utilizado el equivalente aproximado de 19 buques. Cabe indicar que en general la anticipación para negociar un barco spot es de 3 a 4 semanas.

Por otro lado, se ha observado un alza sostenida muy relevante en los precios del GNL spot mundial, el cual se encuentra en alrededor de 15-17 USD/MMBtu a la fecha de este informe (NE Asia LNG JKM Platts), valor muy por encima de los precios de contratos a firme.

Al observar las estimaciones del Coordinador se verifica un muy reducido pronóstico de generación en base a GNL, el cual como se ha indicado, tiene una importante capacidad de generación a costo eficiente, lo cual sumado al alza relevante del precio del insumo, genera importantes niveles de incertidumbre respecto a la posibilidad de disponer de dicha producción durante el período de deshielo que se avecina, lo cual aumenta el riesgo de eventuales déficit por abastecimiento en el SEN.

Por su parte, de acuerdo a lo indicado en carta DE-03819-21 del 6 de agosto de 2021, el Coordinador, ha informado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que un grupo importante de empresas con centrales generadoras cuyo insumo es el petróleo diésel, no cuentan con contratos de suministro de dicho combustible que permitan asegurar

---

el abastecimiento continuo de sus unidades. Debido a lo anterior, se observa la emergencia de condiciones que aumentan el riesgo de suministro y suficiencia eléctrica del sistema.

En lo que respecta al gas natural proveniente por ductos desde Argentina, recientemente el Coordinador ha sido informado por la empresa Colbún, mediante carta GM N° 088/2021, contratos de volúmenes de GN importado para el período octubre 21 – abril 22 de 2.0 MMm<sup>3</sup>/día (1.10.21-31.12-21) y 1.7 MMm<sup>3</sup>/día (1.1.22-30.04.22), lo cual corresponde aproximadamente a la operación de 1 ciclo combinado, lo que en todo caso es una cantidad acotada y no considera GN para el período agosto-septiembre del presente año.

De esta forma, es posible concluir que existen riesgos relevantes de presentarse generación reducida futura asociada a los combustibles descritos, y sus consecuentes potenciales efectos en el abastecimiento de energía eléctrica en el SEN.

#### c) Situación de Almacenamiento hidráulico

Es posible observar que los embalses se encuentran en una condición deprimida relacionada con las persistentes disminuciones de caudales afluentes en los últimos años, debido principalmente al contexto del cambio climático.

A su vez, si bien se observa de las gráficas de energía embalsada del SEN, niveles del orden de 1400 GWh, respecto del cual se debe considerar el volumen que efectivamente se puede extraer, dado que, por ejemplo, en algunos embalses existen restricciones de cota informadas por los propietarios al Coordinador; por lo cual resulta una energía embalsada del orden de 1200 GWh. Con todo, se observa que el volumen embalsado actualmente es bastante menor incluso que lo embalsado en misma fecha del año pasado, hay que recordar que la mayoría de ese recurso está embalsado en el Lago Laja, el cual no tiene derechos de extracción durante el período anterior al 1.12.21, salvo en casos de emergencia hasta un volumen máximo de 5 hm<sup>3</sup>, que aproximadamente equivalen a 10 GWh, lo cual corresponde a pocas horas de operación del complejo de la cuenca del Laja, los que en todo caso deberán ser devueltos posteriormente según a lo indicado en el “Acuerdo de Operación y recuperación del Lago Laja, que complementa el convenio del año 1958”, en su acuerdo tercero letra f). A su vez, cabe indicar que Colbún, mediante carta GMC N° 466/2018, informó al Coordinador una restricción operacional para el Lago Chapo de cota mínima de 230 m.s.n.m. De esta forma, considerando las restricciones especiales de cotas informadas al Coordinador, como por ejemplo la del Lago Chapo, y la indisponibilidad de derechos de generación del Lago Laja hasta noviembre del presente año, la energía almacenada disponible no superaría los 70 GWh.

Debido lo anterior, se configura la situación de proyección de déficit de generación, en este caso por situación de sequía, indicada en el artículo 163° de la LGSE.

Cabe indicar en todo caso, que la restricción de cota informada para el Lago Chapo puede flexibilizarse de acuerdo a lo indicado en la carta precedente, conforme a las decisiones de uso del recurso hídrico que adopte el Coordinador Eléctrico Nacional en caso que sea necesario garantizar la seguridad operativa y de abastecimiento del sistema eléctrico. De

---

esta forma, al considerar liberada esta restricción, se dispone alrededor del equivalente a 200 GWh adicionales de volumen embalsado en el sistema. Debido a lo anterior, ya que no se observan déficits de suministro en el horizonte cercano, no se considera necesario establecer una reserva hídrica en el contexto del artículo 291-11 del Reglamento. Sin perjuicio de lo anterior, la situación de estrechez existe y, eventualmente puede profundizarse en función de eventuales fallas prolongadas de unidades relevantes, escurrimientos del período de deshielo inferiores a los previstos, faltas de lluvias en el período de invierno-primavera que queda, entre otros, razón por la cual es necesario que el Coordinador monitoree permanentemente, durante la vigencia del decreto correspondiente, las condiciones del sistema eléctrico y recomiende la pertinencia de realizar reserva hídrica en los embalses a la CNE.

Sin perjuicio de lo anterior, es menester que el Coordinador maneje las reservas actuales de forma prudente, que permita resguardar la seguridad de suministro y la seguridad de servicio amparado en las funciones que la Ley y el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional le confieren.

d) Llamado de la Central Ventanas 1 en virtud del Estado de Reserva Estratégica

Asociado a la situación de escasez general, el Coordinador Eléctrico Nacional emitió carta DE 03795-21 del 5 de agosto de 2021 como se indicó anteriormente, en la cual indica lo siguiente: *“De conformidad a lo dispuesto en el artículo 25° quinquies del Decreto Supremo N°62, informo a usted que, el Coordinador ha efectuado los análisis que identifican la existencia de déficits importantes de generación en el Sistema Eléctrico Nacional debido a la disminución relevante de recurso hídrico, como consecuencia de la situación de sequía imperante por la que atraviesa el país.”* En el documento citado, indica que a la luz de la “Medición de Ruta de Nieve” publicada en su sitio web, se observa que, para las cuencas de Maule y Laja, la acumulación de nieve se encuentra bajo las condiciones mínimas observadas históricamente y con una probabilidad de excedencia superior a 98%.

Adicionalmente, el Coordinador indica que se observan aumentos en los costos de operación en la condición sin la central Ventanas 1 en servicio, que el suministro para el despacho de unidades con diésel ha mostrado limitaciones a la fecha y que la disponibilidad de GNL y Gas proveniente de Argentina informado por los propietarios de las centrales respectivas, reporta bajos volúmenes para el período agosto 2021 a marzo 2022.

De esta forma, concluye el Coordinador, la reincorporación de la central Ventanas 1 al despacho en la operación del SEN, contribuye significativamente a mejorar la seguridad de servicio del SEN, por lo cual se procedió a convocar al despacho a dicha unidad. Este antecedente es relevante a la hora de sumar elementos que propenden a aumentar los riesgos de desabastecimiento del SEN, toda vez que la convocatoria al retorno al despacho de una unidad acogida a ERE constituye una solución excepcional para paliar déficits de ofertas extremos.

---

e) Problemas de retraso de proyectos por pandemia COVID-19.

Esta Comisión ha podido constatar que por efectos de la pandemia varios proyectos de generación y transmisión han sufrido retrasos en su ejecución. La pandemia ha originado, entre otras consecuencias, retrasos administrativos en la obtención de permisos ambientales y sectoriales; demora en la entrega de los equipamientos de los proyectos; y retrasos en la ejecución de las obras por restricciones de horarios y de desplazamiento.

### **3.2 En relación con la demanda.**

La demanda se encuentra en una situación de transición desde las etapas de la pandemia de mayores restricciones hacia una en que aquellas se han ido relajando. Hoy quedan muy pocas comunas en cuarentena. Este es un tema positivo desde el punto de vista económico, pero de alerta desde la punta de vista de la situación de déficit del recurso hidráulico, y con ello de generación. Ser conservadores en este sentido, nos obliga a pensar en que la recuperación económica será rápida, y con ello la recuperación de los consumos.

En relación con eventuales disminuciones de consumo asociadas a reducciones de voltaje, es del caso señalar que en general corresponden a una medida de mitigación del déficit proyectado. Dichas medidas se podrán implementar por las empresas distribuidoras, en tanto éstas actúan como agregadoras de demanda de los clientes finales, modificando parámetros operacionales, particularmente el nivel de tensión nominal de suministro. A partir del análisis de los efectos de esta medida durante la vigencia de decretos anteriores, se observa que es posible disminuir hasta un 3,3% de los niveles de carga. En efecto, una de las fuentes de tales análisis señala que, sobre la base de los antecedentes de Enel Distribución, *“bajo la condición de operación que motiva el estudio y en distintos horarios (niveles de carga), concluyendo que la medida de baja de voltaje en sistemas de distribución es eficaz y puede significar una disminución en torno a los 60 MW bajo la condición de verano con hidrología seca, lo que equivale a un 3.3% de una demanda en Chilectra de 1815 MW”*<sup>7</sup>.

Por otra parte, considerando que los consumos asociados a los artefactos de uso común de un cliente residencial -incluidos los dispositivos de iluminación- en el actual escenario de demandas domésticas por artefactos electrónicos, contienen en su mayoría, elementos de control de potencia, en virtud de los cuales una baja de tensión podría implicar un aumento de la corriente, manteniendo el mismo consumo inicial. También, se debe tener presente que, con motivo de la importante penetración de inyecciones en la red de distribución, ya sea vía PMGD o Net Billing, disminuciones de niveles de tensión podrían provocar, eventualmente, que los sistemas de protecciones de estas inyecciones operen desconectando dichos medios de generación.

---

<sup>7</sup> Luis Gutiérrez, Memoria de titulación “Efectividad de baja de tensión en distribución como medida de disminución de demanda de la energía eléctrica”, junio de 2009.



---

Debido a lo anterior, y que cada zona de distribución tiene distintos tipos de consumos y penetración de PMGD, es necesario que las empresas distribuidoras estudien los niveles de reducción más acordes con las áreas que sirven.

Resulta necesario que las empresas generadoras y distribuidoras del SEN puedan implementar medidas tendientes a: (i) promover disminuciones del consumo de electricidad; (ii) pactar con sus clientes reducciones de consumo; y (iii) suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte de acuerdo a lo establecido en el Reglamento.

### **3.3 En relación a la condición hidrológica.**

La evolución de la energía afluente al sistema muestra años de condiciones hidrológicas secas, lo que ha disminuido el aporte histórico de la generación hidráulica al suministro total de la demanda eléctrica en el SEN.

Las líneas de nieve medidas e informadas por el Coordinador se correlacionan con probabilidades de excedencia muy altas (en torno al 98%), situando la condición hídrica del sistema dentro de las más deficitarias de la historia. La situación sólo podría cambiar con nuevos fenómenos de precipitaciones en las zonas de acumulación de nieve asociadas a las cuencas con embalses para generación con energía hidroeléctrica.

El cambio en la condición hídrica del sistema es posible, pero poco probable, de acuerdo con lo reportado por la Dirección Meteorológica de Chile que, en su pronóstico estacional, señala que la condición meteorológica, en lo relativo a precipitaciones, para las regiones de Coquimbo a La Araucanía, esto es, incluyendo las zonas de generación hidráulica de embalse del SEN, podría estar por debajo de lo normal durante los meses de agosto, septiembre y octubre.

Se esperan, en consecuencia, condiciones hidrológicas extremadamente secas para el periodo agosto 2021 a marzo 2022 lo que podría llevar a tener situaciones de déficit energético en el SEN. En este contexto, es recomendable contar con una acumulación de energía en el sistema que permita hacer frente a situaciones críticas o imprevistas, que, en caso de no contar con dicha acumulación energética, el SEN podría entrar en estado de racionamiento eléctrico, por ejemplo ante fallas de centrales de generación o una demanda mayor a la estimada. Lo anterior, implica la necesidad de definir criterios operacionales y de planificación que permitan la correcta gestión del recurso hidroeléctrico en los referidos meses.

### 3.4 En relación al Programa de Mantenimientos Preventivos Mayores.

Resulta importante que el Coordinador pueda optimizar de forma oportuna el Programa de Mantenimientos Preventivos Mayores (PMPM) de las centrales del SEN, y así aumentar la disponibilidad energética en el sistema. En particular, esto resulta relevante en aquellos períodos donde se prevea una disponibilidad energética crítica para el sistema.

### 3.5 En relación a los proyectos de generación.

#### De los proyectos de generación que han iniciado su Puesta en Servicio.

De acuerdo con los antecedentes recopilados en el proceso de Declaración en Construcción, y en conformidad a las distintas etapas del Proceso de Conexión efectuado por el Coordinador, desde enero del 2021 a la fecha, 38 proyectos han iniciado su periodo de Puesta en Servicio, los cuales corresponden a 2.184 MW de generación, encontrándose pendiente su entrada en operación.

El detalle de dichos proyectos se menciona a continuación:

Suma de Potencia Neta [MW]		
Tipo de Proyecto	Ubicación	Total
<b>Diésel</b>	Región de Coquimbo	75
<b>Eólico</b>	Región de Antofagasta	340
	Región del Biobío	144
	Región de la Araucanía	417
<b>Geotérmica</b>	Región de Antofagasta	33
<b>Hidro – Pasada</b>	Región del Libertador General Bernardo O’Higgins	9
<b>PMG Hidro - Pasada</b>	Región del Libertador General Bernardo O’Higgins	2
	Región del Biobío	7
<b>PMGD Diésel</b>	Región Metropolitana de Santiago	3
<b>PMGD Fotovoltaico</b>	Región de Valparaíso	6
	Región Metropolitana de Santiago	30
	Región del Libertador General Bernardo O’Higgins	3
	Región del Maule	24
	Región de Ñuble	21
	Región del Biobío	3
<b>Solar Fotovoltaico</b>	Región de Antofagasta	449
	Región de Atacama	536
	Región de Coquimbo	84
<b>Total general</b>		<b>2.184</b>

#### De los proyectos de generación que se encuentran declarados en construcción.

Según la información con la que cuenta esta Comisión al día de hoy, en el proceso de Declaración en Construcción, al 31 de marzo de 2022, y de acuerdo a lo indicado por los

promotores de dichos proyectos de generación, 137 proyectos debiesen interconectarse al sistema e iniciar su periodo de puesta en servicio, los que suman 4.613 MW de generación, adicionales a los 2.184 MW que están en la etapa de Puesto en Servicio.

El detalle de dichos proyectos se menciona a continuación:

Suma de Potencia Neta [MW]			
Tipo de Tecnología	Ubicación	Fecha Estimada de Interconexión	Total
<b>Biomasa</b>	<b>Región del Biobío</b>	Feb-22	166
<b>Diésel</b>	<b>Región de Atacama</b>	Dic-21	67
	<b>Región de Coquimbo</b>	Oct-21	150
	<b>Región del Maule</b>	Ago-21	25
		Sept-21	25
<b>Eólico</b>	<b>Región de Antofagasta</b>	Ago-21	306
		Oct-21	107
	<b>Región de Atacama</b>	Ago-21	170
	<b>Región del Biobío</b>	Ago-21	157
		Mar-22	72
<b>Eólico</b>	<b>Región de Los Lagos</b>	Nov-21	152
<b>Hidro – Pasada</b>	<b>Región Metropolitana de Santiago</b>	Oct-21	267
		Dic-21	264
	<b>Región de Ñuble</b>	Ago-21	11
<b>PMG Fotovoltaico</b>	<b>Región de Antofagasta</b>	Ago-21	27
	<b>Región de Atacama</b>	Ago-21	3
	<b>Región de Coquimbo</b>	Nov-21	9
	<b>Región Metropolitana de Santiago</b>	Feb-22	9
	<b>Región del Libertador General Bernardo O’Higgins</b>	Ene-22	9
	<b>Región del Maule</b>	Ago-21	16
<b>PMG Hidro - Pasada</b>	<b>Región del Libertador General Bernardo O’Higgins</b>	Ago-21	3
		Oct-21	3
		Dic-21	5
	<b>Región del Biobío</b>	Dic-21	3
	<b>Región de Los Lagos</b>	Ago-21	3
<b>PMGD Diésel</b>	<b>Región de Valparaíso</b>	Ago-21	3
	<b>Región Metropolitana de Santiago</b>	Ago-21	1
		Sept-21	4
		Oct-21	4
	<b>Región del Libertador General Bernardo O’Higgins</b>	Sept-21	3
	<b>Región del Maule</b>	Ago-21	3
	<b>Región de La Araucanía</b>	Ago-21	3
	<b>Región de Los Ríos</b>	Sept-21	2

Suma de Potencia Neta [MW]			
Tipo de Tecnología	Ubicación	Fecha Estimada de Interconexión	Total
	<b>Región de Los Lagos</b>	Ago-21	3
		Nov-21	3
<b>PMGD Eólico</b>	<b>Región de Los Lagos</b>	Feb-22	6
<b>PMGD Fotovoltaico</b>	<b>Región de Antofagasta</b>	Sept-21	9
	<b>Región de Atacama</b>	Ago-21	9
		Sept-21	9
		Dic-21	9
	<b>Región de Coquimbo</b>	Oct-21	36
		Nov-21	18
		Dic-21	27
		Feb-22	9
	<b>Región de Valparaíso</b>	Ago-21	12
		Sept-21	6
		Oct-21	12
		Nov-21	3
		Dic-21	3
		Ene-22	6
	<b>Región Metropolitana de Santiago</b>	Ago-21	32
		Sept-21	3
		Oct-21	12
		Nov-21	6
		Dic-21	12
		Feb-22	9
	<b>Región del Libertador General Bernardo O'Higgins</b>	Ago-21	28
		Oct-21	18
		Dic-21	3
	<b>Región del Maule</b>	Ago-21	18
		Sept-21	11
		Oct-21	44
		Dic-21	3
		Feb-22	3
		Mar-22	9
	<b>Región de Ñuble</b>	Ago-21	12
		Nov-21	3
		Dic-21	3
	<b>Región del Biobío</b>	Ago-21	12
		Nov-21	12
	<b>Región de La Araucanía</b>	Dic-21	3
<b>Solar Fotovoltaico</b>	<b>Región de Antofagasta</b>	Ago-21	816

Suma de Potencia Neta [MW]			
Tipo de Tecnología	Ubicación	Fecha Estimada de Interconexión	Total
		Sept-21	150
		Dic-21	180
	<b>Región de Atacama</b>	Ago-21	89
		Sept-21	208
		Oct-21	105
		Mar-22	470
<b>Solar Fotovoltaico + BESS</b>	<b>Región de Antofagasta</b>	Oct-21	113
<b>Total general</b>			<b>4.613</b>

#### De los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

En relación con el referido procedimiento de conexión de estos proyectos, se indican los principales hitos y plazos correspondientes que el titular de un proyecto PMGD debe cumplir en conformidad al DS 88/2019 y la normativa vigente:

- a) Obligación de la Empresa Distribuidora de remitir información necesaria de la red de distribución.
- b) Presentación de SCR por parte del Interesado. Todo Interesado deberá presentar ante la Empresa Distribuidora correspondiente una Solicitud de Conexión a la Red o "SCR", junto con un cronograma de la ejecución del proyecto para los efectos de permitir la conexión o la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión u operación de un PMGD. Asimismo, el Interesado debe indicar en su SCR si requiere que su proyecto sea evaluado como de impacto no significativo, esto a propósito de determinar el encargado de realizar los estudios de conexión necesarios (Artículo 43, del DS 88/2019).
- c) Obligación de la Empresa Distribuidora de comunicar las SCR a la Superintendencia y al Coordinador.
- d) Plazo para obtener la declaración en construcción del proyecto PMGD.
- e) Obligación de acreditar el pago de los costos de elaboración de los estudios de conexión.
- f) Procedimiento de Declaración de Admisibilidad SCR; Complemento o Rectificación SCR.
- g) PMGD de impacto no significativo y PMGD que no califican como de impacto no significativo: En caso que el PMGD produzca un impacto no significativo en la red de distribución de la Distribuidora, no se requerirá realizar Obras Adicionales para su conexión o modificación de sus condiciones previamente establecidas de conexión u operación, pudiendo solo requerirse la realización de Adecuaciones o Ajustes, si es que así lo indican los estudios de conexión pertinentes (Inciso 2°, artículo 54, DS

---

88/2019). En el caso de los PMGD que no califiquen como de impacto no significativo, los estudios deberán determinar la necesidad de ejecutar Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes a efectos de su conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas de conexión u operación (Inciso final, artículo 54, DS 88/2019).

- h) **Emisión del ICC por parte de la Empresa Distribuidora y sus plazos:** Una vez emitida la respuesta a la SCR por la Distribuidora, ésta deberá emitir un Informe de Criterios de Conexión o "ICC", el que deberá contener un informe de costos de conexión y deberá considerar los resultados de los respectivos estudios de conexión que se hayan realizado para el proyecto PMGD (Artículo 58, DS 88/2019).
- **Proyectos que no califican como de impacto no significativo:** La Empresa Distribuidora deberá comunicar el ICC al Interesado, dentro de los 5 meses siguientes a la emisión de la respuesta de la SCR, salvo en el caso de los proyectos considerados en el Artículo 60º del presente reglamento (que no califica como de impacto no significativo y se conecten a un alimentador de alto impacto) , donde el tiempo referido será de 7 meses contados a partir de la recepción de la respuesta de la SCR (Inciso 2º, artículo 58, DS 88/2019). Asimismo, para estos proyectos, el artículo 59 del DS 88/2019 establece las etapas que deben considerarse y los plazos asociados a éstas:
    - a) Elaboración de estudios de conexión y obtención de resultados preliminares: a más tardar dentro del primer mes de emitida la respuesta de la SCR.
    - b) Revisión de los resultados preliminares de estudios de conexión: en un plazo máximo de un mes contado a partir de que éstos les fuesen comunicados. 2 meses para proyectos que no califican como de impacto no significativo y se conecten a un alimentador de alto impacto (Artículo 60, DS 88/2019).
    - c) Ajustes de los resultados de estudios de conexión: en el plazo de un mes desde que hayan sido emitidas. 2 meses para proyectos que no califican como de impacto no significativo y se conecten a un alimentador de alto impacto (Artículo 60, DS 88/2019).
    - d) Realización de observaciones finales a resultados de estudios.
    - e) Obtención de resultados finales de estudios de conexión: deberán estar disponibles dentro del cuarto mes de emitida la respuesta de la SCR, de manera tal que los resultados sean considerados por la Distribuidora para la emisión del ICC. Este plazo será de seis meses cuando se trate de los proyectos señalados en el Artículo 60º del presente reglamento (que no califica como de impacto no significativo y se conecten a un alimentador de alto impacto).

- Proyectos que califican como de impacto no significativo: La Empresa Distribuidora deberá comunicar el ICC al Interesado, dentro de los 20 días siguientes a la emisión de la respuesta de la SCR (Inciso 3°, artículo 58, DS 88/2019).
- i) Antecedentes adicionales del ICC.
- j) Manifestación de conformidad del ICC.
- k) Vigencia ICC.
- l) Declaración en Construcción.
- m) Procedimiento y plazos de la Interconexión, Puesta en Servicio de proyectos PMGD.
- n) Interconexión, energización y entrada en operación de los PMGD.
- o) Plazos y costos de las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes: La Empresa Distribuidora y el Interesado deberán acordar en el contrato de obras un cronograma de ejecución de las Obras Adicionales y de las Adecuaciones, en conformidad con la normativa vigente. Los plazos comprometidos en el señalado cronograma comenzarán a regir desde la manifestación de conformidad del ICC por parte del Interesado (Artículo 91, DS 88/2019).
- p) Operación y Coordinación:
  - Todo PMGD operará con Autodespacho. Lo anterior implica que el propietario u operador del respectivo PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado. Sin perjuicio de lo anterior, el propietario u operador del PMGD podrá acordar con la Empresa Distribuidora la limitación horaria de sus inyecciones de energía y potencia para entrar en operación con anterioridad a que las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes estén totalmente ejecutados, en conformidad a la normativa vigente. Dicha limitación deberá ser establecida durante la realización de los estudios de conexión. Para los efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico, así como de la determinación de las correspondientes transferencias entre generadores, el propietario u operador de un PMGD deberá coordinar dicha operación tanto con la Distribuidora como con el Coordinador (Artículo 93, DS 88/2019).
  - Ante la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución (Artículo 102, DS 88/2019).

#### De las Conexiones Provisorias.

El Decreto Supremo N° 37 de 6 de mayo de 2019, que aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, introduce la posibilidad de conectar una nueva instalación de manera provisoria a los sistemas de transmisión, en caso de que el procedimiento de conexión señalado en el numeral 2.5 de este documento, no resuelva

---

adecuada u oportunamente el requerimiento de conexión, el interesado podrá solicitar al Coordinador que se autorice excepcionalmente la interconexión de sus instalaciones de transmisión al sistema eléctrico de forma provisoria, en tanto cumpla los criterios de necesidad y urgencia definidos en el mencionado reglamento y el Coordinador determine que la conexión no causa problemas de seguridad o calidad de suministro. Para efectos de lo anterior, el solicitante deberá requerir la aprobación de ejecución de obras necesarias y urgentes al Coordinador de acuerdo al procedimiento establecido en el referido reglamento. En caso de que la Comisión autorice la ejecución de obras necesarias y urgentes que permitan la conexión provisoria del solicitante, deberá señalar en la misma, el plazo de duración de la conexión provisoria que no podrá superar los cuatro años o establecer una condición para su extinción la que no podrá superar cuatro años.

Una vez cumplido el plazo o la condición de la conexión provisoria, el Coordinador ordenará sin más trámite la desconexión, en tanto esto no afecte la seguridad y calidad del suministro. En caso de existir afectación, el Coordinador deberá informar a la Comisión para efectos de que se tomen las medidas necesarias para proceder a la desconexión en el más breve plazo posible.

#### Entrada en Operación por etapas de proyecto de generación durante el periodo de aplicación del decreto.

Como se ha indicado anteriormente, un proyecto de generación interesado en interconectarse al SEN debe iniciar y llevar a cabo el proceso de conexión frente al Coordinador cumpliendo con lo establecido en el Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI” de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Tal como se ha mencionado, el proceso finaliza una vez que el Coordinador declara el fin del período de Puesta en Servicio y autoriza la Entrada en Operación de aquellas instalaciones en consistencia con lo declarado por el promotor del proyecto en las etapas de aprobación de conexión asociada al acceso abierto a los sistemas de transmisión llevado a cabo por Coordinador y a la declaración en construcción solicitada ante la Comisión Nacional de Energía.

En este sentido, respecto de los proyectos de generación, se observa que existe una oportunidad de obtener beneficios para el sistema al autorizar, por parte del Coordinador, entradas en operación por etapas de un proyecto, sin perjuicio de que éste no haya sido presentado de esa manera en las etapas anteriores al proceso de conexión. Es decir, que un proyecto vaya ingresando al sistema de manera parcializada de acuerdo con el avance del mismo, poniendo a disposición energía para la operación diaria de manera más temprana. Lo anterior tiene como objetivo, contar con todos los recursos de generación disponible, de manera anticipada y así aliviar los posibles periodos de estrechez que se pueden originar en términos de energía debido a la escasez hídrica que afecta al país.

Para concluir, es preciso indicar que dichas medidas se orientan, principalmente, a reducir los impactos del déficit hídrico y a fomentar el aumento de capacidad de generación en el respectivo sistema.





### **3.6 En relación a las restricciones del Sistema de Transmisión.**

En la actualidad, el sistema de transmisión presenta ciertos grados de congestión en tramos específicos de éste y frente a condiciones particulares de demanda y generación, las que llevan a alcanzar el nivel máximo de transmisión segura definida por el Coordinador en consistencia con la normativa técnica vigente, en particular en lo relativo al cumplimiento del criterio N-1.

Lo anterior, en algunas ocasiones, provoca limitaciones en la capacidad de producción de centrales eficientes, limitando su nivel de producción y gatillando el uso de centrales que poseen una ubicación posterior en la lista de mérito, ya sea por mayor costo variable (centrales térmicas) o mayor costo de oportunidad (centrales gestionables).

En este sentido, cualquier medida que permita incrementar los niveles de transmisión por los tramos que experimentan congestiones, permitirá una operación más económica del sistema en su conjunto, debido a la mayor producción de centrales eficientes, con el consecuente ahorro potencial de generación gestionable en el tiempo, derivando, con ello, en un aumento en el nivel de seguridad de abastecimiento futuro.

Por lo tanto, resulta pertinente analizar la posibilidad de implementar medidas tendientes a otorgar un tratamiento especial en la operación de ciertos tramos del sistema de transmisión que permitan aportar en la mejora en las condiciones de seguridad de abastecimiento.

## 4 RECOMENDACIONES CON LA FINALIDAD DE PREVENIR SITUACIONES DE DÉFICIT FUTUROS

Esta Comisión recomienda que el Ministerio proceda a dictar, con carácter preventivo, el decreto a que se refiere el artículo 163° de la Ley, considerando las medidas que se señalan a continuación:

### 4.1 Aceleración de conexión de proyectos avanzados.

Esta Comisión recomienda para el proceso de conexión de proyectos llevado a cabo por el Coordinador, lo siguiente:

- i. Agilizar los tiempos de revisión de los antecedentes remitidos por el promotor del proyecto de manera tal que disminuyan los tiempos y número de iteraciones asociadas a las observaciones que pueda tener el Coordinador o las empresas involucradas.
- ii. Distinguir entre las observaciones que deba emitir el Coordinador dejando para una etapa posterior a la energización del proyecto de aquellas que no guarden relación con las exigencias de seguridad del sistema, de manera de acelerar la interconexión y puesta en servicio del proyecto en cuestión.
- iii. Todo propietario u operador de unidades de generación que desee conectar dichas unidades al sistema, quedará automáticamente eximido de cumplir con los plazos de comunicación a que se refiere el artículo 25, del DS N° 125, bastando para efecto de la conexión y operación de las unidades señaladas, sólo la conformidad técnica del Coordinador.
- iv. Habilitar, por parte del Coordinador, entradas en operación parciales de un proyecto de generación, sin perjuicio de que éste no haya sido presentado de esa manera en las etapas anteriores al proceso de conexión.

Es del caso señalar, que posibles modificaciones en las etapas previas al proceso de conexión no implicarían beneficios para el sistema, en términos de contar con mayor cantidad de energía disponible, toda vez que los plazos establecidos para dichas etapas no se ajustarían con el periodo de vigencia recomendado para el decreto respectivo.

**En relación con los proyectos PMGD**, se sugiere, acotar y definir ciertos plazos, así como disponer otras medidas tendientes a incentivar y fomentar el aumento de capacidad de generación en el sistema. Por consiguiente, se realizan las siguientes recomendaciones:

- i) Los interesados en conectar pequeños medios de generación distribuidos y los propietarios u operadores de dichas unidades que deseen modificar sus

---

condiciones de conexión y operación, conforme a los términos y condiciones del DS N° 88/2019, quedarán eximidos de cumplir con los plazos y procedimientos regulados en los artículos 12, 75 y 77, y aquellos establecidos en los párrafos 2 y 3 del Capítulo IV del Título II, todos del mencionado decreto, bastando para efecto de la conexión y operación de las unidades señaladas, la conformidad técnica de la empresa distribuidora y la remisión a la SEC de la información relativa al cumplimiento de la norma técnica de conexión y operación (NTCO). Las empresas distribuidoras deberán dar las facilidades necesarias para que los proyectos se logren conectar en un plazo que no exceda de 10 días hábiles contado desde que el propietario presente ante la empresa distribuidora la notificación de conexión a la que se refiere el artículo 78 del DS N° 88/2019. Para estos efectos el propietario u operador del PMGD y la Empresa Distribuidora podrán acordar la limitación horaria de sus inyecciones de energía y potencia para entrar en operación con anterioridad a que las Obras Adicionales, Adecuaciones o Ajustes estén totalmente ejecutados.

- ii) Sin perjuicio de las disposiciones señaladas en el Título IV del decreto antes indicado, los propietarios, operadores o interesados en conectar medios de generación distribuidos podrán presentar a la Superintendencia reclamos por controversias con la empresa distribuidora, resultantes de la aplicación del inciso precedente, en cuyo caso deberán seguirse los procedimientos establecidos en el referido Título V.
- iii) Los medios de generación de pequeña escala que a la fecha del decreto se encuentren operando bajo la modalidad de autodespacho, deberán sujetarse a la coordinación de la operación por parte del Coordinador, cuando éste lo requiera, durante todo el periodo de vigencia del decreto y con el alcance que el Coordinador estime factible. Tratándose de medios de generación que se encuentren conectados a la red de distribución dicha coordinación deberá informarse a la empresa distribuidora correspondiente.

En cuanto a los permisos que le corresponda otorgar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y a esta Comisión, el decreto respectivo podrá disponer otras medidas tendientes a incentivar y agilizar su otorgamiento.

## **4.2 Utilización de energía embalsada.**

### **4.2.1 Reserva Hídrica**

Instruir al Coordinador reportar periódicamente a esta Comisión, un informe de evaluación del estado hidrológico en las cuencas con generación hidroeléctrica de embalse del SEN, a efectos de poder realizar un monitoreo permanente para la potencial definición de una

---

reserva hídrica en los términos que señalan los Artículos 291-11 y siguientes del Reglamento en caso de que se prevean déficit de abastecimiento.

En tal caso, el Coordinador deberá proponer un monto de Reserva Hídrica que se sume a la Reserva Operacional que se señala más adelante.

#### **4.2.2 Reserva Operacional**

En consistencia con lo señalado en el Artículo 36 del Decreto Supremo N°125, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, el Coordinador, en la programación de la operación, deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones en un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico. Para estos efectos, en el proceso de programación de la operación, y durante todo el período de vigencia del eventual decreto, el Coordinador determinará el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, considerando una reserva operacional que permita resguardar la seguridad de suministro y la seguridad de servicio en todo el horizonte. Adicionalmente, el Coordinador evitará utilizar en la operación normal las reservas de agua disponibles a esta fecha y propenderá al menos a mantenerlas, con la finalidad de garantizar entre otras, la seguridad operativa y de abastecimiento del sistema eléctrico.

Por su parte, de manera coherente con lo señalado en el Artículo 19 del Decreto Supremo N°113, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de los Servicios Complementarios, cuando las subastas de estos servicios involucren el recurso de instalaciones cuyo insumo primario corresponda a energías gestionables, como por ejemplo las energías embalsadas, a las que el Coordinador les determine un costo de oportunidad, este último deberá resguardar que no se afecte la disponibilidad del recurso primario para su uso futuro. El Coordinador deberá tomar las medidas que considere pertinentes durante todo el período de vigencia del decreto en relación a la recepción de ofertas, la realización de subastas, la adjudicación y la co-optimización de energías y reservas, que puedan restringir la participación de centrales hidráulicas de embalse en las subastas de SSCC cuando considere que su adjudicación signifique una menor disponibilidad del recurso primario en el futuro y con ello ponga en riesgo la disponibilidad energética en el sistema.

#### **4.3 Definición de condición hidrológica a utilizar en la programación de la operación por el SEN.**

Durante el periodo de déficit energético se recomienda que el Coordinador utilice criterios conservadores en la programación de la operación del sistema eléctrico, a efectos de poder reducir la probabilidad de déficit energético del SEN.

En este sentido, se recomienda el uso de una proyección de caudales afluentes para la primera semana de operación igual o inferior a los caudales afluentes aprovechables promedio de las últimas dos semanas. Asimismo, para las semanas siguientes y hasta completar dos meses el Coordinador podría utilizar una condición hidrológica que refleje la

---

energía afluente del último mes. En toda instancia, si el Coordinador contase con antecedentes que permitan respaldar el uso de una proyección de caudales afluentes menor a las señaladas anteriormente, debiese priorizar el uso de estos antecedentes.

#### **4.4 Relajación de normas de calidad de servicio (tensión).**

Referente a lo indicado previamente en el capítulo 3, se recomienda instruir a las empresas distribuidoras para que operen en los niveles más bajos posibles de voltaje dentro de los estándares de calidad de producto para los sistemas de distribución, siempre y cuando esta acción no ponga en riesgo la continuidad de suministro.

Se sugiere que, previa ejecución de esta medida, las empresas concesionarias de servicio público de distribución realicen un análisis que determine el máximo porcentaje de reducción de tensión nominal de sus redes de distribución, sin afectar la calidad de servicio de sus clientes ni la operación de los medios de generación a que hace referencia el artículo 149 bis de la LGSE que se encuentren conectados a sus redes.

Asimismo, se propone que las empresas recién señaladas presenten una estimación de ahorros de consumos y un plan de implementación de esta medida, sin afectar la seguridad de las instalaciones, personas y cosas. El plazo, formato, medio y otras consideraciones asociadas a estos análisis serán definidos por la Superintendencia.

Sin perjuicio de lo anterior, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles podrá establecer exigencias inferiores a las indicadas en los estándares de calidad.

#### **4.5 Tratamiento especial de instalaciones de transmisión.**

El Coordinador deberá enviar a la Comisión un informe fundado en el que identifique las instalaciones de transmisión que ameriten un tratamiento especial en razón a la situación de estrechez que motiva la emisión del presente informe técnico, en línea con lo indicado en el artículo 291-7 del Reglamento. Sin embargo, se recomienda considerar un plazo superior al indicado en el citado artículo para el envío del informe, sugiriendo 10 días hábiles, a contar de la publicación del eventual decreto.

Por su parte, el informe señalado deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a) Identificar, los tramos de línea en los que sea de interés proponer un tratamiento especial para su operación, en base a la identificación de congestiones en la operación real a la fecha, proyecciones de que disponga el Coordinador respecto de posibles congestiones futuras, y toda otra identificación de uso más eficiente de activos de transmisión.
- b) De los tramos identificados, señalar aquellos en donde sea técnicamente factible generar aumentos de los niveles de transferencias máximas admisibles, considerando lo siguiente:
  - i. cambio de equipamiento menor;

- ii. incorporación de automatismos de desprendimiento o reducción automático de generación/carga, cambio automático de topología o algún otro esquema de protección especial; y
  - iii. posibilidad de un rechazo de carga como consecuencia de la ocurrencia de una contingencia mientras se opere en condiciones de tratamiento especial, siempre que éste no supere el equivalente a un 10% de la demanda máxima del sistema en el periodo de análisis.
- c) Cuantificación del impacto, en términos de energía eficiente adicional producida, con motivo de la adopción de las medidas anteriormente identificadas, indicando, además, el desglose de las fuentes de generación que fueron reemplazadas (energía no generada), especificando aquella que sea gestionable en el tiempo.
- d) Priorización de los tramos y medidas anteriormente identificados, a partir de criterios tales como: facilidad de implementación, nivel de riesgo enfrentado y aporte a la seguridad de abastecimiento futuro.

Con posterioridad, la Comisión procederá a indicar al Coordinador aquellos tramos en que este podrá aplicar un tratamiento especial para su operación, así como las condiciones para utilizar esta habilitación.

#### **4.6 Optimización de mantenimiento de unidades.**

De los antecedentes antes referidos, resulta conveniente que el Coordinador optimice permanentemente el Programa de Mantenimientos Preventivos Mayores (PMPM) de las centrales del SEN, con el objetivo de minimizar las situaciones de déficit del sistema. En particular, se recomienda que el Coordinador revise los antecedentes que respaldan la clasificación de un MPM como impostergable, y solicite antecedentes adicionales a los Coordinados si lo estima necesario, para clasificar un mantenimiento preventivo como impostergable.

Se recomienda que, a más tardar, en el tercer día hábil posterior a la comunicación de inicio del mantenimiento preventivo mayor que deben hacer los Coordinados, al que se refiere el “Anexo Técnico: Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor” de la NTSyCS, el Coordinador señale la pertinencia o no de llevar a cabo el mantenimiento, considerando en su análisis la disponibilidad energética, la demanda estimada y el riesgo de déficit del SEN.

#### **4.7 Promover disminuciones del consumo de electricidad, mediante acuerdo entre empresas y clientes.**

Durante la vigencia del decreto, las empresas generadoras y distribuidoras del SEN deberán quedar autorizadas para adoptar las siguientes medidas:

- a) Promover disminuciones del consumo de electricidad;

- b) Pactar con sus clientes reducciones de consumo; y
- c) Suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte, de acuerdo a lo que establezca en el decreto de racionamiento.

#### **4.8 Registro de capacidad de generación adicional**

Las empresas generadoras y distribuidoras del SEN deberán mantener, permanentemente, un registro actualizado de la capacidad de generación adicional que sus respectivos clientes estén en condiciones de aportar al sistema. Dicho registro deberá ser actualizado antes del tercer día hábil de cada mes por el Coordinador, el que, antes del quinto día hábil del mismo mes, deberá remitir esta información a la Comisión y a la Superintendencia.

El registro señalado deberá ser informado mensualmente por las empresas distribuidoras y generadoras conforme al formato que el Coordinador determine, el que deberá contener, a lo menos, antecedentes respecto a la identificación del cliente, capacidad de generación disponible, costos de operación, tipo de combustible y punto de conexión al sistema eléctrico.

#### **4.9 Máxima disponibilidad de infraestructura para GNL**


Las empresas generadoras de centrales térmicas que utilicen GNL deberán realizar los mejores esfuerzos para disponer al máximo de las capacidades de infraestructura existentes, tanto de regasificación como de transporte de GNL, con la finalidad de minimizar las restricciones de capacidad que se puedan presentar.

#### **4.10 Indisponibilidades de combustibles**

Las empresas generadoras que presenten indisponibilidades de generación asociadas a falta de combustibles en la central, deberán informar detalladamente al Coordinador las razones de la falta. Además, dichas empresas deberán acreditar ante el Coordinador que han efectuado los mayores esfuerzos contractuales para disponer de combustibles para su operación permanente. Por último, el Coordinador deberá tomar todas las medidas necesarias para que las indisponibilidades queden adecuadamente reflejadas en el cálculo de la remuneración por potencia de suficiencia.

#### **4.11 Regularización**

Una vez superada la situación de estrechez que motiva el eventual decreto, los proyectos de generación que se hubieren conectado de acuerdo a las reglas especiales dispuestas en dicho decreto, deberán subsanar y completar su conexión de acuerdo a lo preceptuado en la normativa vigente en relación a la construcción, interconexión, puesta en servicio y operación de las instalaciones eléctricas, teniendo en consideración lo señalado en la letra c) del numeral 4.1. del presente informe.



Asimismo, las empresas deberán regularizar cualquier medida excepcional que se hubiese autorizado en virtud de las reglas excepcionales propuestas en este informe.



## 5 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 segundo semestre de 2018 al primer 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 promedio de los costos de racionamiento utilizados en las últimas seis fijaciones de precios de nudo 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 enero de 2021, aprobado mediante Resolución Exenta N° 35, de fecha 1 de febrero de 2021. Se utiliza el promedio del costo de racionamiento de las últimas seis fijaciones de precios de nudo por ser este de menor valor que el costo de racionamiento de la fijación del primer semestre de 2021, según se detalla en la tabla a continuación.

Informe Técnico Definitivo	Costo de racionamiento US\$/MWh	Costo de racionamiento \$/kWh	Dólar \$	UF promedio \$	Costo de racionamiento UF/kWh	P. Básico de Energía US\$/MWh	P. Básico de Energía \$/kWh
<b>ene-21</b>	850,33	648,70	762,88	28.933,88	0,02242	28,317	21,602
<b>jul-20</b>	776,01	637,73	821,81	28.713,19	0,02221	23,488	19,302
<b>ene-20</b>	755,73	586,85	776,53	28.122,86	0,02087	28,517	22,144
<b>jul-19</b>	768,60	531,87	692,00	27.720,11	0,01919	46,958	32,495
<b>ene-19</b>	747,60	506,58	677,61	27.480,95	0,01843	46,615	31,587
<b>jul-18</b>	728,10	455,88	626,12	27.040,06	0,01686	48,402	30,306

---

Conforme a la información presentada en el cuadro anterior, el promedio del costo de racionamiento de las últimas 6 fijaciones es de 0,02000 [UF/kWh], y el costo de racionamiento contenido en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de enero de 2021 corresponde a 0,02242 [UF/kWh], por lo que se utilizará el promedio recién señalado para el cálculo del monto de pago por kW-hora de déficit, que en pesos equivale a 578,573 [\$/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 de enero 2021, correspondiente a: Precio Básico Energía Quillota 220 kV = 28,317 [US\$/MWh] x 762,88 [\$/US\$] = 21,602 [\$/kWh].

Conforme a lo ya expuesto, el valor del costo de racionamiento a utilizar corresponde a 578,573 [\$/kWh]. Así, el cálculo del monto del pago por kilowatt-hora de déficit es el que se expresa a continuación:

$$\text{Pago por kW-hora de déficit: } 578,573 \text{ [$/kWh]} - 21,602 \text{ [$/kWh]} = 556,971 \text{ [$/kWh]}$$


Así, el valor para cada kilowatt-hora de déficit a ser compensado, o precio del kilowatt-hora de déficit, resulta igual a 556,971 [\$/kWh], considerando el promedio de los costos de racionamiento de las últimas seis fijaciones de precios de nudo 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 de enero de 2021, aprobado mediante Resolución Exenta N° 35, de 1 de febrero de 2021.

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 de enero de 2021<sup>8</sup>.

La determinación del consumo base total en horas de corte de los clientes sometidos a regulación de precios de una distribuidora, deberá considerar las horas en que se han producido los cortes de suministro, las energías facturadas por la distribuidora en el último año sin racionamiento, y las estacionalidades anual, semanal y diaria del consumo total y por alimentador de distribución, asociables a los clientes afectados.

---

<sup>8</sup> 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.



Para cada periodo de registro, definido de acuerdo a lo establecido en el artículo 291-24 del Reglamento, el consumo base total antes mencionado se calculará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Para cada periodo de registro, y considerando sólo las horas en que se hayan efectuado cortes, se calculará la energía total suministrada para el mismo período durante el último año sin racionamiento, para el total de clientes sometidos a regulación de precios, asociados a cada alimentador de distribución, considerando la curva de carga registrada en el alimentador para dicho periodo y la proporción de energía correspondiente a consumos regulados abastecidos por éste.
- b) Se calculará un Factor de Pérdidas asociado a cada alimentador, determinado por el cociente entre la energía facturada durante el año calendario anterior a la publicación del decreto, asociada a dicho alimentador, y la energía inyectada al alimentador durante el periodo señalado.
- c) Para cada periodo de registro, el consumo base total en horas de corte de los clientes sometidos a regulación de precios de una distribuidora, se calculará como la suma, para todos los alimentadores de dicha empresa, de las energías totales suministradas, calculadas de acuerdo al literal a) del presente capítulo, ponderadas por el Factor de Perdidas asociado a cada alimentador.

En cuanto a las demás condiciones que deberán aplicar las empresas generadoras para el cálculo o registro de los déficit, y los montos y procedimientos que aplicarán las empresas distribuidoras para traspasar íntegramente los montos recibidos a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, sugerimos que el Ministerio utilice las reglas que contenía el Decreto N°26 del Ministerio de Energía del año 2011.

---

## 6 PROGRAMAS DE CORTE DE SUMINISTRO

Durante la vigencia de un decreto de racionamiento, la aplicación de programas de corte de suministro, a los que se refiere el artículo 291-20 del Reglamento, es una medida a la que podrían necesitar recurrir las empresas generadoras y distribuidoras, para cumplir con la asignación de energía diaria disponible, así como con las cuotas diarias de racionamiento que les sean impuestas en virtud de los programas diarios de racionamiento determinados según el artículo 291-18 del Reglamento.

Los programas diarios de racionamiento señalados, serán elaborados por el Coordinador, en el evento en que éste proyecte que el sistema se encontrará en situación de déficit, es decir, que la energía efectivamente disponible resultará insuficiente para cubrir la totalidad de la demanda de energía del sistema, según la proyección de oferta y demanda estimada para los próximos tres días, de acuerdo a lo establecido en el artículo 291-16 del Reglamento.

Se debe considerar que estos programas diarios de racionamiento podrían activarse solo en situaciones calificadas por el Coordinador, y que apuntarían a minimizar el impacto que podría tener para el país la situación de déficit señalada, entendiéndose que el sistema se encontraría en una condición de fragilidad extrema. En dicha situación, el déficit proyectado deberá distribuirse proporcionalmente y sin discriminación de ninguna especie entre todas las empresas generadoras, tomando como base la globalidad de sus compromisos, de acuerdo a lo establecido en la Ley y el Reglamento.



## **7 PERÍODO DE VIGENCIA DEL DECRETO**

El decreto debe estar vigente mientras las condiciones estrechas que actualmente se han dado persistan, en particular las referentes a las condiciones secas proyectadas para el presente año hidrológico. En todo caso, se propone que su vigencia se extienda al menos hasta el 31 de marzo de 2022, salvo algún cambio relevante en las condiciones hidrológicas.