

Ref.: Aprueba Informe Técnico demanda proyectada de energía eléctrica y obligación ERNC 2018-2021.

SANTIAGO, 15 de noviembre de 2017

RESOLUCION EXENTA N° 634

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, "la Comisión", modificado por Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía, en adelante e indistintamente, "el Ministerio";
- b) Lo establecido en los artículos 150° bis y 150° ter del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante, "la Ley";
- c) Lo dispuesto en el artículo vigésimo transitorio de la ley N° 20.936, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente "Ley N° 20.936";
- d) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 29 de 2014, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Licitaciones para la Provisión de Bloques Anuales de Energía Provenientes de Medios de Generación de Energía Renovable No Convencional, en adelante "Reglamento ERNC";
- e) Lo establecido en la Resolución Exenta N°641, de 30 de agosto de 2016, de la Comisión, que Establece plazos, requisitos, y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, en adelante "Resolución N°641", modificada por las Resoluciones

Exentas N° 434, de 09 de agosto de 2017 y N° 603, de 25 de octubre de 2017, ambas de la Comisión;

- f) La Resolución Exenta N°413, de 31 de julio de 2017, de la Comisión, que aprueba Informe Técnico Definitivo, de julio de 2017, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, modificada por la Resolución Exenta N°444, de 16 de agosto de 2017, y por la Resolución Exenta N°633, de 15 de noviembre de 2017, ambas de la Comisión; y
- g) La Resolución N° 1600, de 2008 de Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) De acuerdo a lo establecido en el artículo 150° ter de la Ley, el Ministerio deberá efectuar procesos de licitaciones públicas anuales para la provisión de bloques provenientes de los medios de generación de energía renovable no convencionales, en adelante "ERNC", con el objeto de dar cobertura a aquella parte de la obligación a la que se refiere el artículo 150 bis de la Ley que no sea cubierta con la inyección proveniente de medios de generación ERNC que permitan acreditar el cumplimiento de la obligación señalada;
- b) Que de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 150° ter de la Ley, el bloque de energía a licitar será determinado por el Ministerio, previo informe técnico de la Comisión, y para su elaboración la Comisión deberá considerar el informe técnico definitivo de precios de nudo vigente al momento de publicación de las bases de licitación correspondientes;
- c) Que el artículo 7° del Reglamento ERNC establece que para efectos de determinar el bloque de energía

a licitar, la Comisión deberá enviar al Ministerio, un informe técnico que contenga la información proyectada para a lo menos los cuatro años siguientes;

- d) Que, el artículo segundo la Resolución N° 641, establece que el informe técnico a que se refiere el considerando anterior deberá ser emitido dentro de los diez primeros días hábiles del mes de noviembre de cada año. Adicionalmente dispone que para dichos efectos, se deberán considerar los antecedentes asociados al informe técnico definitivo de precios de nudo de corto plazo que debe comunicar la Comisión el 31 de julio de cada año;
- e) Que a su turno el artículo 8° del Reglamento ERNC dispone que para la elaboración del informe técnico a que se refiere el considerando anterior, la Comisión podrá solicitar al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y a las empresas eléctricas que fueren a efectuar inyecciones o retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, los antecedentes o declaraciones que estime necesarios; y
- f) Que en virtud de lo señalado en los considerandos anteriores, y en cumplimiento de las disposiciones reglamentarias antes citadas, esta Comisión procederá a aprobar el correspondiente Informe Técnico demanda proyectada de energía eléctrica y obligación ERNC 2018-2021.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el siguiente Informe Técnico "Demanda Proyectada de Energía Eléctrica y Obligación ERNC 2018-2021":

**INFORME TÉCNICO
DEMANDA PROYECTADA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA Y
OBLIGACIÓN ERNC
2018-2021**

**SANTIAGO – CHILE
Noviembre 2017**

1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el artículo 150° ter del DFL N° 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2007, que Fija el Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, que contiene la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante, "la Ley", el Ministerio de Energía deberá efectuar procesos de licitaciones públicas anuales para la provisión de bloques de energía provenientes de los medios de generación de energía renovable no convencionales, en adelante "ERNC", con el objeto de dar cobertura a aquella parte de la obligación a la que se refiere el artículo 150° bis de la Ley que no sea cubierta con la inyección proveniente de medios de generación ERNC que permitan acreditar el cumplimiento de la obligación señalada.

A su vez, el Decreto Supremo N° 29, de 2014, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Licitaciones para la Provisión de Bloques Anuales de Energía Provenientes de Medios de Generación de Energía Renovable no Convencional, en adelante, "Reglamento ERNC", dispone que el bloque de energía a licitar será determinado por el Ministerio de Energía, previo Informe Técnico de la Comisión Nacional de Energía, en adelante "la Comisión".

Para efectos de la dictación del Informe Técnico a que se refiere el párrafo anterior, el artículo segundo de la Resolución Exenta N° 641¹, de 30 de agosto de 2016, que Establece plazos, requisitos, y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, modificada por las Resoluciones Exentas N° 434, de 09 de agosto de 2017 y N° 603, de 25 de octubre de 2017, ambas de la Comisión, establece que éste deberá ser emitido dentro de los diez primeros días hábiles del mes de noviembre. Adicionalmente, el referido artículo segundo, dispone que para dichos efectos, se deberán considerar los antecedentes asociados al informe técnico definitivo de precios de nudo de corto plazo que debe comunicar la Comisión el 31 de julio de de cada año.

Para la elaboración del presente informe y el cálculo de la energía necesaria para cumplir con la obligación de inyección señalada, se deben considerar las características de los contratos de suministro entre empresas generadoras y distribuidoras o clientes finales, dado que, de acuerdo a lo dispuesto en nuestro marco normativo, dependiendo de la fecha de firma de los mismos, se establecen distintas obligaciones de inyección mediante medios de generación ERNC. Junto con lo anterior, debe considerarse la proyección de demanda del sistema interconectado, diferenciándola según lo señalado en términos de la fecha de suscripción del compromiso de suministro. Luego, con la determinación de la energía proyectada que estaría afecta a la obligación, se efectúa la comparación con la energía esperada a inyectar por parte de los medios de generación señalados, determinándose de esta manera los eventuales excesos o déficit respecto de la obligación mencionada. De acuerdo a lo anterior, en los puntos siguientes se presentan los principales antecedentes que se tuvieron a la vista y los resultados del análisis señalado.

Finalmente, es del caso señalar que el Informe Técnico de Precios de Nudo de Corto Plazo correspondiente a julio de 2017, consideró los dos sistemas eléctricos actualmente existentes, esto es el Sistema Interconectado Central (en adelante, "SIC") y el Sistema Interconectado del Norte Grande (en adelante, "SING"), como si fueran un solo sistema eléctrico, denominado Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, "SEN") en virtud de lo establecido en el literal b) del artículo 225° de la Ley. Sin perjuicio de lo anterior, habida cuenta de que a la fecha de elaboración del presente informe la interconexión física del SIC y SING no se ha materializado, esta Comisión ha estimado pertinente utilizar la denominación "SEN-SIC" y "SEN-SING".

¹ Dictada en virtud de lo dispuesto en el artículo vigésimo transitorio de la ley 20.936, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

2. ANTECEDENTES

Como se señaló en el capítulo anterior, uno de los insumos principales para la elaboración del presente informe es la proyección de demanda para el SEN. En esta oportunidad, se tuvo a la vista el "Informe de Previsión de Demanda 2017-2037 del Sistema Eléctrico Nacional", elaborado por esta Comisión, en el cual se detalla la información, metodologías y consideraciones con la que fue efectuada la proyección señalada. Cabe indicar que la proyección de demanda de dicho informe es consistente con la utilizada en la elaboración del Informe Técnico de Precios de Nudo de Corto Plazo correspondiente a julio de 2017.

Dicho informe consideró la previsión de demanda de clientes regulados contenida en el "Informe Final de Licitaciones" aprobado mediante Resolución Exenta N° 250, de 15 mayo de 2017, de la Comisión, el cual incluye la previsión de demanda anual de estos clientes para el período 2017-2037, desagregado por empresa distribuidora a nivel de subestación primaria y transmisión nacional. Los antecedentes, criterios y metodologías de la mencionada previsión están incluidos en dicho informe.

Respecto a la previsión de demanda de clientes libres, se consideró la información histórica de los retiros mensuales solicitados al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "Coordinador", mediante la Carta CNE N° 40 de fecha 30 de enero de 2017, de igual modo se consideró la proyección de consumos de clientes libres para el periodo 2017-2038, solicitados al Coordinador mediante el Oficio CNE N° 283 de fecha 06 de junio de 2017. De forma paralela se solicitó a las empresas Distribuidoras la información histórica, a nivel de detalle mensual, respecto de todos los consumos de sus clientes libres y regulados, para los años 2014, 2015 y 2016, mediante la Carta CNE N° 07, de 04 de enero de 2017. Asimismo, se requirió a las empresas distribuidoras una proyección de consumos de clientes libres, para el año 2017 hasta el año 2038, lo que constituyó la base para efectuar proyecciones a nivel de consumos para las diferentes barras del sistema.

En cuanto a la determinación de la energía afecta a la obligación, esta Comisión tuvo a la vista dos fuentes de información. La primera de ellas corresponde a antecedentes publicados por el Coordinador, en virtud de lo establecido en la letra f), del artículo 72°-8, de Ley, que dispone que éste debe implementar un sistema de información pública que contenga información con las características principales respecto de los contratos de suministro vigentes entre empresas suministradoras y clientes. Por otra parte, fue utilizada información que esta Comisión recabó de las empresas generadoras respecto de los contratos de suministro que mantienen con sus respectivos clientes. Sobre la base de lo anterior, se efectuó una estimación de la energía afecta a la obligación, considerando su consistencia con la proyección de demanda estimada para clientes libres y regulados, y la información por cliente y punto de suministro remitida por los suministradores, de acuerdo a los antecedentes ya señalados.

3. PROYECCIÓN DE DEMANDA

La proyección de demanda estimada para el horizonte 2018-2021 utilizada en la fijación de precios de nudo de corto plazo correspondiente a julio de 2017 es la siguiente²:

Sistema	VENTAS FÍSICAS [GWh]		
	Libre	Regulado	SEN
2018	37.983	32.207	70.190
2019	39.258	33.007	72.266
2020	40.258	34.076	74.334
2021	41.175	35.413	76.588

CUADRO N° 1.: Proyección de Demanda SEN 2018-2021

De acuerdo a lo establecido en el Reglamento ERNC, se debe diferenciar la proyección de demanda en función de la fecha en la cual fueron suscritos los contratos, lo que se presenta en los siguientes puntos.

3.1 Proyección de demanda asociada a contratos firmados a partir del 31 de agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013

Año	VENTAS FÍSICAS [GWh]		
	SEN-SIC	SEN-SING	SEN
2018	24.768	10.006	34.774
2019	23.187	10.246	33.433
2020	24.475	10.434	34.909
2021	21.739	10.613	32.352

CUADRO N° 2.: Proyección de demanda asociada a contratos firmados en el período 31-08-2007 al 30-06-2013.

3.2 Proyección de demanda asociada a contratos firmados a partir del 1 de julio de 2013

Año	VENTAS FÍSICAS [GWh]		
	SEN-SIC	SEN-SING	SEN
2018	15.606	5.524	21.130
2019	20.169	5.906	26.075
2020	23.221	6.608	29.828
2021	29.306	8.463	37.768

CUADRO N° 3.: Proyección de demanda asociada a contratos firmados a partir del 01-07-2013

² Las diferencias en las sumas finales corresponden a efectos de redondeo.

4. PROYECCIONES DE INYECCIONES DE MEDIOS ERNC

Las inyecciones de energía eléctrica esperadas para medios de generación de energía renovables no convencionales, de acuerdo a lo señalado en Reglamento ERNC, para el período 2018-2021 son las siguientes:

INYECCIONES [GWh]	2018	2019	2020	2021
Centrales en operación*	13.270	13.256	13.284	13.303
Centrales en construcción/Plan de obras**	2.808	3.394	3.389	3.382
TOTAL	16.078	16.651	16.673	16.685

CUADRO N° 4.: Inyecciones medios ERNC en GWh

* Corresponden a centrales ERNC que a la fecha de elaboración de la Fijación de Precio de Nudo de Corto Plazo correspondiente a Julio 2017 se encontraban sincronizadas al sistema eléctrico.

** Corresponden a centrales ERNC que han sido declaradas en construcción, consideradas en el Plan de Obras de la Fijación de Precio de Nudo de Corto Plazo correspondiente a Julio 2017.

Las inyecciones que se muestran en el Cuadro N°4 han sido obtenidas utilizando como base de cálculo los antecedentes y supuestos de la fijación definitiva de Precios de Nudo de Corto Plazo correspondiente a julio 2017. Entre ellos se pueden mencionar:

- Fechas de entrada en operación y características técnicas de centrales de generación.
- Fechas de entrada en operación y características técnicas de líneas de transmisión.
- Inyección esperada, calculada en base a una muestra estadística de 56 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país, a los que se agregan tres hidrologías sintéticas a efectos de generar una muestra que contenga situaciones más extremas.
- Demás consideraciones de carácter técnico explicitadas en el señalado informe de precios de nudo.

Además, y de acuerdo a lo señalado en el Reglamento ERNC, debe considerarse la inyección de energía eléctrica ponderada por un factor proporcional conforme a lo dispuesto en el artículo 150° bis de la Ley, desde centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea mayor o igual a 20 megawatts y menor o igual a 40 megawatts que:

- a. Se hayan sincronizado al sistema eléctrico;
- b. Hayan sido declarados en construcción por sus propietarios y cuya materialización efectiva se espera que concluya antes o durante el Año de Inicio.

La generación asociada a los medios señalados ya se encuentra considerada en el Cuadro N°4, y el detalle de la misma se indica en el Cuadro N°5.

INYECCIONES [GWh]	2018	2019	2020	2021
Centrales hidráulicas entre [20MW, 40 MW]	408,18	406,86	407,06	406,91

CUADRO N° 5.: Inyecciones centrales hidráulicas entre 20MW y 40 MW en GWh

Cabe señalar que variaciones en la fecha de entrada en operación de las centrales de generación (convencionales o renovables) y/o de líneas de transmisión, así como consideraciones de carácter operativo efectivo que pudieran limitar la inyección de los medios ERNC, se traducirán, una vez verificada la operación real, en diferencias respecto de la inyección esperada en los términos señalados en el presente informe.

5. EXCESOS O DÉFICITS DE ENERGÍA DE LA OBLIGACIÓN ERNC

En virtud de la obligación establecida en el artículo 150° bis de la Ley, cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar ante el Coordinador que una cantidad de energía, correspondiente a un porcentaje de sus retiros en cada año calendario, haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación ERNC, propios o contratados. Este porcentaje, de acuerdo a los criterios señalados en el artículo 1° transitorio de la ley 20.257, modificado por el artículo 2° de la ley 20.698, se definen como:

- No hay obligación para los retiros de energía cuyos contratos con su suministrador fueron suscritos con anterioridad al 31 de agosto de 2007.
- Para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza, y con anterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en el 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6% y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%.
- Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

En virtud de lo anterior y la proyección de demanda indicadas en el numeral 3 y las fechas de suscripción de los contratos de acuerdo a lo señalado en los puntos anteriores, se estima la obligación total de energía que debe ser acreditada mediante medios de generación ERNC.

Año	Contratos firmados en el período 31-08-2007 al 30-06-2013			Contratos firmados a partir del 01-07-2013			Total Energía sujeta a acreditación con medios ERNC [GWh]
	Demanda [GWh]	Porcentaje Obligación ERNC	Energía sujeta a acreditación con medios ERNC [GWh]	Demanda [GWh]	Porcentaje Obligación ERNC	Energía sujeta a acreditación con medios ERNC [GWh]	
2018	34.774	7,00%	2.434	21.130	10,00%	2.113	4.547
2019	33.433	7,50%	2.507	26.075	11,00%	2.868	5.376
2020	34.909	8,00%	2.793	29.828	12,00%	3.579	6.372
2021	32.352	8,50%	2.750	37.768	13,50%	5.099	7.849

CUADRO N° 6.: Obligación total estimada en GWh

En virtud de las inyecciones de energía eléctricas provenientes de medios ERNC señaladas en el numeral 4 y de su comparación con la obligación total estimada para los sistemas indicada en el Cuadro N°6, se estima que para el período señalado la suma de las inyecciones de medios calificados como ERNC superará al conjunto de las obligaciones individuales a las que se refiere el artículo 150° bis de la Ley, con lo cual, en términos esperados, no se presentarían déficits de generación en base a energías renovables no convencionales. La estimación de dicho excedente considerando la proyección de demanda señalada y la estimación de generación para cada año se muestra en el siguiente cuadro.

Año	INYECCIONES [GWh]	OBLIGACIONES [GWh]	SUPERAVIT [GWh]
2018	16.078	4.547	11.531
2019	16.651	5.376	11.275
2020	16.673	6.372	10.301
2021	16.685	7.849	8.836

CUADRO N° 7.: Exceso de energía de obligación ERNC

En consecuencia, el bloque anual proyectado de energía proveniente de medios de generación ERNC calculado sobre la base de los antecedentes señalados precedentemente, se estima sería suficiente para dar cobertura a la Obligación ERNC del año 2021, en conformidad a lo establecido en el artículo 150° ter de la Ley.

Artículo Segundo: En cumplimiento de lo establecido en el artículo 150° ter de la Ley, remítase la presente Resolución al Ministro de Energía.

Anótese y Notifíquese



ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



CZR/ISD/JCB/LCE/PMG/mhs

DISTRIBUCIÓN:

1. Ministerio de Energía;
2. Gabinete Secretario Ejecutivo CNE;
3. Depto. Jurídico CNE;
4. Depto. Eléctrico CNE;
5. Depto. Regulación CNE;
6. Oficina de Partes CNE.