

Ref.: Aprueba Informe Técnico demanda proyectada de energía eléctrica y obligación ERNC 2017-2020.

SANTIAGO, 08 de noviembre de 2016

RESOLUCION EXENTA N° 767

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 2016, de la Comisión Nacional de Energía, que

Establece plazos, requisitos, y condiciones para la fijación de precios de nudos de corto plazo, en adelante "Resolución N°641";

- f) La Resolución Exenta N°331, de 15 de abril de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba Informes Técnicos Definitivos para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de Abril de 2016 del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, modificada por la Resolución Exenta N°390, de 29 de abril de 2016, y por la Resolución Exenta N°442, de 30 de mayo de 2016, 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 cinco primeros días hábiles del mes de noviembre de 2016. Adicionalmente dispone que para dichos efectos, se deberán considerar los antecedentes asociados a la fijación de precios de nudo vigente a la fecha de publicación de la Resolución N° 641;
- 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 a los CDEC respectivos 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 2017-2020.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el siguiente Informe Técnico "Demanda Proyectada de Energía Eléctrica y Obligación ERNC 2017-2020":

**INFORME TÉCNICO
DEMANDA PROYECTADA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA Y
OBLIGACIÓN ERNC
2017-2020**

**SANTIAGO – CHILE
Noviembre 2016**

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 Resolución Exenta N° 641, de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, que Establece plazos, requisitos, y condiciones para la fijación de precios de nudos de corto plazo¹ establece que deberá ser emitido dentro de los cinco primeros días hábiles del mes de noviembre de 2016. Adicionalmente dispone que para dichos efectos, se deberán considerar los antecedentes asociados a la fijación de precios de nudo vigente a la fecha de publicación de la referida Resolución N° 641, esto es la fijación de precios de nudo correspondiente a abril de 2016.

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, que de acuerdo a lo establecido 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 de ambos sistemas interconectados, diferenciándola según lo señalado en términos de la fecha de suscripción del compromiso de suministro. 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 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.

¹ Dictada en virtud de 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.

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 ambos sistemas interconectados. En esta oportunidad, el proceso de fijación tarifaria de Precios de nudo de corto plazo de abril de 2016 tuvo a la vista el "Informe de Previsión de Demanda 2015-2030 SIC-SING", que se encuentra publicado en la página web de esta Comisión, en el cual se detalla la información, metodologías y consideraciones con la que fue efectuada la proyección señalada. Dentro de los principales antecedentes recabados y utilizados, se encuentran los siguientes:

En enero de 2015, la Comisión solicitó a las empresas distribuidoras información histórica, a nivel de detalle mensual, respecto de todos los consumos de sus clientes, libres y regulados, para los años 2012, 2013 y 2014. En la misma solicitud, para los clientes regulados, se requirió a las empresas distribuidoras una proyección de consumos del año 2015 hasta el año 2025, lo que constituyó la base para efectuar proyecciones a nivel de consumos para las diferentes barras del sistema. En junio de 2015 se solicitó una proyección de consumos de clientes libres del año 2015 hasta el año 2035 con el mismo fin.

Asimismo, se solicitó a las empresas de generación la información respecto a los consumos reales de sus clientes libres para los años 2012, 2013 y 2014. Para estos mismos clientes, se solicitó a las empresas generadoras una proyección de consumos del año 2015 hasta el año 2035, lo que constituyó la base para efectuar proyecciones a nivel de consumos libres para las diferentes barras del sistema.

Adicionalmente, fue solicitada a los Centros de Despacho Económico de Carga, en adelante "CDEC", de ambos sistemas, información de los consumos reales para los años 2012, 2013 y 2014 de los clientes libres. Asimismo, se les requirió una proyección de consumos del año 2015 hasta el año 2035, lo que complementó la base para efectuar proyecciones a nivel de consumos libres 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 los CDEC, considerando que según lo establecido en el Decreto Supremo N° 291 de 2007 del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los CDEC, las Direcciones de Peajes de dichos organismos deben llevar un registro público con las características principales de los contratos de suministro vigentes en el correspondiente sistema eléctrico, tales como plazos de vigencia, puntos de retiro, cantidades de retiro en MWh acordados en los respectivos contratos y si están afectos o no a la Ley N° 20.257. Los registros, tanto del Sistema Interconectado Central (SIC) como del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). 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. En base a 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 2017-2020 utilizada en la fijación de precios de nudo de corto plazo correspondiente a abril de 2016 para cada sistema eléctrico es la siguiente²:

SING	VENTAS FÍSICAS [GWh]			
	Año	Regulado	Libre	Sistema
	2017	2.020	16.537	18.556
	2018	2.097	17.392	19.488
	2019	2.176	18.241	20.416
	2020	2.256	19.114	21.370

CUADRO N° 1.: Proyección de Demanda SING 2017-2020

SIC	VENTAS FÍSICAS [GWh]			
	Año	Regulado	Libre	Sistema
	2017	34.867	19.003	53.869
	2018	36.281	19.929	56.210
	2019	37.740	21.002	58.742
	2020	39.237	22.263	61.500

CUADRO N° 2.: Proyección de Demanda SIC 2017-2020

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]		
	SIC	SING	Sistema
2017	30.575	10.759	41.334
2018	29.652	10.097	39.749
2019	28.745	10.320	39.065
2020	29.776	10.180	39.955

CUADRO N° 3.: 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]		
	SIC	SING	Sistema
2017	12.522	2.622	15.144
2018	16.045	4.478	20.524
2019	20.429	5.175	25.605
2020	25.908	7.344	33.251

CUADRO N° 4.: 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 2017-2020 son las siguientes:

INYECCIONES [GWh]	2017	2018	2019	2020
Centrales en operación*	8.410	8.704	8.893	9.105
Centrales en construcción/Plan de obras**	7.556	8.508	8.682	8.691
TOTAL	15.966	17.212	17.576	17.796

CUADRO N° 5.: 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 de Abril 2016 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 de Abril 2016

Las inyecciones que se muestran en el Cuadro N°5 han sido obtenidas utilizando como base de cálculo los antecedentes y supuestos de la fijación definitiva de Precios de Nudo de Corto Plazo de abril 2016. 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 55 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 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°5, y el detalle de la misma se indica en el Cuadro N°6.

INYECCIONES [GWh]	2017	2018	2019	2020
Centrales de pasada entre [20MW, 40 MW]	407,8	408,1	408,1	408,1

CUADRO N° 6.: Inyecciones centrales hidráulicas de pasada 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 la Dirección de Peajes del CDEC respectivo 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 renovables no convencionales, 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]	
2017	41.334	6,5%	2.687	15.144	9%	1.363	4.050
2018	39.749	7,0%	2.782	20.524	10%	2.052	4.835
2019	39.065	7,5%	2.930	25.605	11%	2.817	5.746
2020	39.955	8,0%	3.196	33.251	12%	3.990	7.187

CUADRO N° 7.: 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°7, 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]
2017	15.966	4.050	11.916
2018	17.212	4.835	12.377
2019	17.576	5.746	11.829
2020	17.796	7.187	10.609

CUADRO N° 8.: Exceso de energía de obligación ERNC

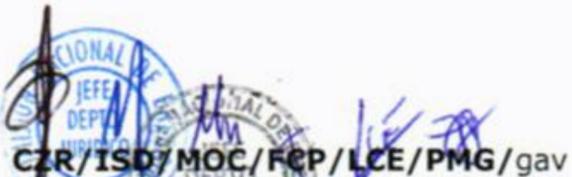
En consecuencia, el bloque anual proyectado de energía proveniente de Medios ERNC calculado en base a los antecedentes señalados precedentemente, se estima sería suficiente para dar cobertura a la Obligación ERNC del año 2020, en conformidad a lo establecido en el artículo 150 ter de la Ley.

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

(Seal: REPUBLICA DE CHILE, SECRETARIO Comisión Nacional de Energía)


CZR/ISD/MOC/FCP/LCE/PMG/gav
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.