

Ref.: Aprueba Informe Final de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley N° 20.805.

SANTIAGO, 09 de abril de 2015

RESOLUCIÓN EXENTA N° 164

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;
- b) Lo señalado en el artículo 131° ter del D.F.L. N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, modificada por la Ley N° 20.805; en adelante e indistintamente "la Ley";
- c) Lo dispuesto en el artículo segundo transitorio de la Ley N° 20.805;
- d) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 62, de 09 de febrero de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, que declara abierto el proceso para formar el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley N° 20.805, en el marco del proceso de licitación de suministro de energía para satisfacer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios;
- e) La Resolución Exenta CNE N° 77, de 18 de febrero de 2015, de la Comisión Nacional de Energía que crea el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley N° 20.805, en el marco del proceso de licitación de suministro de energía para satisfacer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios;

- f) La Resolución Exenta CNE N° 78, de 18 de febrero de 2015, de la Comisión Nacional de Energía que establece el procedimiento de observaciones al informe de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley N°20.805;
- g) La Resolución Exenta CNE N° 79, de 18 de febrero de 2015, de la Comisión Nacional de Energía que aprueba informe preliminar de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley N°20.805;
- h) La Resolución Exenta CNE N° 163, de 09 de abril de 2015, de la Comisión Nacional de Energía que Aprueba respuesta a observaciones al informe preliminar de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley N° 20.805; y
- i) La Resolución N° 1600, de 2008 de Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

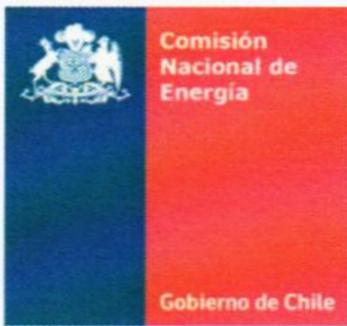
- 1) Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 131° bis de la Ley, corresponderá anualmente, y en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico, determinar las licitaciones de suministro necesarias para abastecer, al menor costo de suministro, los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios, sobre la base de la información proporcionada por las concesionarias de servicio público de distribución;
- 2) Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 131° ter de la Ley, el o los procesos de licitación se iniciarán con un informe preliminar de licitaciones fundado de la Comisión, que contenga aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda de las concesionarias de distribución sujetas a la obligación de licitar, de la situación esperada respecto de la oferta potencial de energía eléctrica en el período relevante y, si existieren, las condiciones especiales de la licitación;

- 3) Que el artículo segundo transitorio de la Ley N° 20.805, señala que las licitaciones que se efectúen con anterioridad a la vigencia del reglamento de la misma Ley, se sujetarán en cuanto a los plazos, requisitos y condiciones, a las disposiciones de la Ley y a las que establezca la Comisión por Resolución Exenta;
- 4) Que a este efecto, la Comisión mediante Resolución Exenta CNE N° 62, de 09 de febrero de 2015, declaró abierto el proceso para formar el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley N° 20.805, en el marco del proceso de licitación de suministro de energía para satisfacer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios;
- 5) Que, mediante Resolución Exenta CNE N° 77, de 18 de febrero de 2015, la Comisión creó el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley N° 20.805, en el marco del proceso de licitación ya referido;
- 6) Que, asimismo, mediante Resolución Exenta CNE N° 78, de 18 de febrero de 2015, la Comisión estableció el procedimiento de observaciones al informe de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley N° 20.805;
- 7) Que, las concesionarias de distribución, empresas generadoras y aquellas instituciones y usuarios interesados, esto es, toda persona natural o jurídica que pudiera tener interés directo o eventual en el proceso de licitación, y que se inscriban en el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas, a que hace referencia el literal e) de vistos, podrán realizar observaciones de carácter técnico al referido informe en un plazo no superior a quince días contados desde su publicación y de acuerdo a los formatos, requisitos, condiciones, mecanismos de publicidad y registro que establezca el reglamento;
- 8) Que, mediante Resolución Exenta CNE N° 79, de 18 de febrero de 2015, la Comisión aprobó el informe preliminar de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley N° 20.805;

- 9) Que, en virtud de lo ordenado en el procedimiento de observaciones al informe de licitaciones señalado en el considerando 6), los usuarios e instituciones interesadas, dentro del plazo y en la forma prescrita por dicho procedimiento, presentaron ante la Comisión sus observaciones de carácter técnico al informe preliminar de licitaciones mencionado;
- 10) Que el artículo 5° del procedimiento señalado en el considerando 6), dispone que dentro de los 30 días siguientes al vencimiento del plazo para formular observaciones técnicas al informe de licitaciones, la Comisión deberá responder de manera fundada todas las observaciones técnicas que se hubiesen formulado, mediante una publicación en el sitio web www.cne.cl y adicionalmente mediante el envío a las casillas de correo electrónico de las concesionarias de distribución, empresas generadoras e instituciones y usuarios interesados;
- 11) Que, para tales efectos, la Comisión dictó con fecha 09 de abril de 2015, la Resolución Exenta CNE N° 163 que aprobó respuestas a las observaciones al informe preliminar de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley N° 20.805, la que fue publicada y comunicada en conformidad al considerando anterior; y
- 12) Que, el artículo 5° del procedimiento señalado en el considerando 6) dispone, adicionalmente, que en el mismo plazo y por los mismos medios electrónicos, la Comisión deberá notificar una nueva versión del informe de licitaciones a las concesionarias de distribución, empresas generadoras e instituciones y usuarios interesados, que deberá contener las observaciones que hubiesen sido acogidas por la Comisión.

RESUELVO:

Artículo Primero.- Apruébase el siguiente Informe Final de Licitaciones:



LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

INFORME FINAL

**ABRIL 2015
SANTIAGO – CHILE**

ÍNDICE

1. Introducción	3
2. Supuestos y metodologías utilizados.....	4
3. Proyecciones de demanda	8
3.1. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria	8
3.2. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal.....	10
3.3. Información de traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios.....	13
3.4. Proyección de Demanda Total Regulada de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal.....	14
3.5. Antecedentes de evolución histórica de demanda de clientes regulados.....	16
3.6. Antecedentes de proyección de demanda de clientes regulados	17
3.7. Ajustes en las proyecciones de demanda.....	22
3.8. Ajustes a empresas distribuidoras con clientes en zonas rurales	25
3.9. Proyecciones de demanda ajustadas	25
4. Nivel de contratación existente	28
5. Necesidades de suministro a contratar.....	31
6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica.....	34
7. Condiciones especiales de licitación	36
8. Proyección de los procesos de licitación de suministro	37

INFORME FINAL - LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

1. Introducción

El presente documento corresponde al Informe Final que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", debe elaborar en cumplimiento de lo establecido en el artículo 131° ter de la ley N° 20.805, que modifica el D.F.L. N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "la Ley", en el marco de la preparación de antecedentes para dar inicio a los procesos licitatorios que correspondan, en caso de determinar la necesidad de realizarlos.

Este Informe Final contiene aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda de las concesionarias de servicio público de distribución sujetas a la obligación de licitar, de la situación esperada respecto de la oferta potencial de energía eléctrica en el período relevante y, si existieren, las condiciones especiales de la licitación. Asimismo, contempla una proyección de los procesos de licitación de suministro que deberían efectuarse dentro de los próximos cuatro años.

Para dichos efectos, y en conformidad a lo establecido en el inciso final del artículo 131° de la Ley, la Comisión solicitó en carta CNE N°49 de fecha 30 de enero de 2015, la información que las empresas concesionarias de distribución semestralmente deben entregar respecto de las proyecciones de demanda, las necesidades de suministro a contratar y los supuestos y metodologías utilizados en sus respectivas proyecciones.

Las necesidades de suministro determinadas en este informe, se establecen considerando que las concesionarias de servicio público de distribución deben disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios. Para dichos efectos, la Comisión deberá diseñar, coordinar y dirigir la realización de procesos de licitación, cuyo objeto será que las concesionarias de distribución dispongan de contratos de suministro de largo plazo para satisfacer los consumos de sus clientes sometidos a regulación de precios.

El presente Informe Final incorpora las modificaciones al Informe Preliminar efectuadas con motivo de las respuestas a las observaciones realizadas por las concesionarias de distribución, empresas generadoras y aquellas instituciones y usuarios interesados inscritos en el registro abierto por la Comisión para tal efecto.

2. Supuestos y metodologías utilizados

A partir de la información recibida por parte de las empresas concesionarias de distribución, en adelante e indistintamente las empresas distribuidoras, en respuesta a la carta CNE N°49, de fecha 30 de enero de 2015, esta Comisión ha procedido al análisis y revisión de las proyecciones de demanda informadas, considerando los antecedentes que se disponen y ajustando las tasas de crecimiento según los criterios que se indican en el punto 3.7 del presente informe.

Cabe señalar que según lo indicado en dicha carta, la proyección de demanda se solicitó a nivel de subestaciones primarias, debiendo además referenciarse la energía respectiva a nivel troncal en forma agregada, es decir, determinando la demanda de energía correspondiente a nivel troncal incluyendo las pérdidas tarifarias del decreto de subtransmisión vigente.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de representar de mejor manera el nivel de demanda real a nivel troncal, a la referenciación descrita en el párrafo precedente se ha incorporado la aplicación del factor de ajuste de inyección de energía (FAIE), determinado por los CDEC respectivos, el cual permite reflejar las pérdidas reales por el uso de los sistemas de subtransmisión y adicionales correspondientes, según los criterios que se indican en el punto 3.2 del presente informe.

De la información recibida por parte de las empresas distribuidoras se desprenden los siguientes aspectos que explican las proyecciones informadas:

2.1. Metodología y tasas tendenciales de las empresas distribuidoras

La descripción metodológica entregada por las empresas distribuidoras, que justifican las proyecciones y tasas tendenciales obtenidas, se puede resumir en agrupaciones de empresas con criterios comunes, de la siguiente forma:

- Las proyecciones de las empresas Emelari, Eliqsa, Elecda, Emelat y Conafe, consideran la composición de clientes de cada empresa y sus respectivas características históricas de consumo. Se determinaron tasas de crecimiento de consumo anual teniendo en consideración las estimaciones de la actividad económica local, información sobre proyectos específicos y otros potenciales incrementos de clientes sometidos a regulación de precios provenientes de una anterior condición de clientes no sometidos a regulación de precios. La proyección considera una tasa de crecimiento vegetativo única para las respectivas empresas distribuidoras. Los consumos de todas las subestaciones primarias son proyectados con una tasa de crecimiento tendencial constante en el horizonte de proyección.

- Las proyecciones de las empresas Chilquinta, Litoral, Edecsa, LuzLinares y LuzParral, consideran la tasa definida en función de los datos históricos y expectativas económicas de la región de cada empresa distribuidora. Se consideró el crecimiento de los últimos años y una tasa tendencial constante a todas las subestaciones primarias. Posteriormente, las empresas LuzLinares y LuzParral entregaron un informe de proyección de demanda contratado a terceros, que sustenta las nuevas proyecciones presentadas en la etapa de observaciones al Informe Preliminar de Licitaciones.
- La proyecciones de las empresas Chilectra, Colina, Til-Til y LuzAndes, utilizan la referencia del PIB proyectado por el Banco Central de Chile a un 2,5% para el año 2015, considerando a su vez la demanda que se ubica 2 puntos porcentuales por sobre el indicador anterior, por lo cual se proyecta para el 2015 un crecimiento de 4,5%. Para el año 2017 en adelante, se calculó el promedio histórico de crecimiento entre los años 2009 y 2013, dando como resultado una tasa tendencial de 4,9%. Por último, para el año 2016, se extrapola la proyección entre las tasas del 2015 y 2017 resultando una tasa de 4,7%. Se proyectó la demanda para todas las subestaciones en su conjunto, luego se utilizó una prorrata histórica para calcular las energías por subestación, respetando la tasa de crecimiento en su conjunto. Adicionalmente, se descontaron a prorrata de los consumos históricos, los consumos de otras empresas distribuidoras que se conectan en las redes de Chilectra.
- Las proyecciones de la empresa CGE Distribución, considera la composición de clientes y sus respectivas características históricas de consumo. Se determinaron tasas de crecimiento de consumo anual teniendo en consideración las estimaciones de la actividad económica local, información sobre proyectos específicos y otros potenciales incrementos por nuevos clientes sometidos a regulación de precios provenientes de una anterior condición de clientes no sometidos a regulación de precios. La proyección considera tasas de crecimiento vegetativo distinguiendo 7 zonas geográficas que en conjunto constituyen las zonas de concesión de las empresas distribuidoras. Las subestaciones primarias que pertenecen a una misma zona geográfica presentan la misma tasa de crecimiento, siendo esta constante en el horizonte de proyección. Posteriormente, la empresa entregó un informe de proyección de demanda contratado a terceros, que sustenta las nuevas proyecciones presentadas en la etapa de observaciones al Informe Preliminar de Licitaciones.
- Las proyecciones de las empresas Saesa, Frontel y LuzOsorno, utilizan como base un estudio de proyección de demanda para el período 2014-2019 contratado a terceros para determinar el crecimiento global y por subestación primaria. Posteriormente se corrigieron con información real del año 2014, y se descartó el año 2019, debido a que era año de corte de las proyecciones, generando distorsiones por condición de borde. Para el período 2019-2025 se consideró el promedio de crecimiento de los años 2016-2018. Posteriormente,

estas empresas entregaron un informe actualizado de proyección de demanda que sustenta las nuevas proyecciones presentadas en la etapa de observaciones al Informe Preliminar de Licitaciones.

- Las proyecciones de las empresas Codiner y Socoepa, consideran la tendencia según la metodología de mínimos cuadrados, tomando como referencia los últimos 5 años de ventas de energía. A esto se le adiciona el promedio de pérdidas de energía de los últimos 5 años y una estimación del crecimiento histórico de los últimos 15 años. Se aplica un prorrateo de la tasa incremental por cada uno de los alimentadores, obteniendo tasas de crecimiento tendenciales constantes para todas las subestaciones primarias.
- Las proyecciones de la empresa EEPA, consideran el porcentaje de crecimiento anual entre los años 2013 y 2014 para los consumos históricos de las subestaciones primarias, considerando tasas de crecimiento tendenciales constantes para todas ellas.
- Las proyecciones de la empresa Coopelan se estimaron de acuerdo al crecimiento histórico y proyecciones de aumento de venta de energía, obteniendo tasas de crecimiento tendenciales constantes para todas las subestaciones primarias.
- Las proyecciones de la empresa CEC, consideran los consumos históricos de cada subestación, utilizando el método de regresión lineal para pronosticar los valores futuros. Aplicada la fórmula de tendencia lineal, se compara para cada subestación el consumo proyectado anual versus el del año anterior para obtener la tasa de crecimiento correspondiente a cada subestación primaria.
- Las proyecciones de las empresas Copelec y Cooprel, se basaron en el estudio y análisis del crecimiento histórico de las subestaciones primarias, considerando además las factibilidades y requerimientos de nuevos servicios. Se estima una proyección fija con tasa de crecimiento tendencial constante para todas las subestaciones primarias.
- Las proyecciones de la empresa Coelcha consideran una tasa de crecimiento estimada según el crecimiento vegetativo de la población, observando la imposibilidad de definir la probabilidad de que aparezcan nuevos clientes de gran envergadura.
- Las proyecciones de la empresa Crell, se basaron en las tasas de crecimiento históricas, sin incluir el efecto producido por empresas grandes que detuvieron su funcionamiento el último año, considerando además los nuevos servicios de potencia superiores a 1 MW. Se obtuvieron tasas decrecientes para ambas subestaciones.

Las empresas no listadas en los puntos anteriores, no incluyeron en los antecedentes enviados una descripción metodológica respecto de sus proyecciones de demanda.

Las tasas de crecimiento resultantes a partir de la información entregada por las empresas distribuidoras en respuesta a la carta CNE N°49, considerando los criterios señalados precedentemente e incorporando los efectos extratendenciales mencionados en el punto 2.3, se presentan en el punto 3.4 del presente informe.

Cabe señalar que desde noviembre de 2014 las empresas Emelectric y Emetal han sido disueltas, constituyéndose CGE Distribución en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones. Igual situación ocurre con Enelsa, cuya sucesora legal es Conafe.

2.2. Cambios topológicos

En general, las empresas no informaron mayores cambios en la topología de las subestaciones primarias, en relación a la eliminación o incorporación de subestaciones existentes con demanda de clientes regulados, o incorporación de subestaciones primarias nuevas.

Los cambios topológicos informados son los siguientes:

- Conafe: La proyección considera incorporar la subestación primaria existente "El Peñón 23 [kV]" a partir del año 2019.
- Copelec: Desde el año 2015 se elimina la subestación primaria existente "Recinto 13.2 [kV]" y se incorpora la subestación primaria "Ciruelito 13.2 [kV]".

2.3. Efectos extratendenciales por cambios en condición de clientes

En este aspecto se solicitó a las empresas distribuidoras informar eventuales cambios proyectados respecto de clientes no sometidos a regulación de precios, en adelante e indistintamente clientes libres, que opten por traspasarse a la condición de clientes regulados, clientes regulados que pasen a ser clientes libres, o conexión de nuevos clientes regulados, todo ello de forma adicional al crecimiento vegetativo de la demanda explicado por las tasas tendenciales de crecimiento.

Al respecto, de la información entregada por las empresas distribuidoras se aprecia que los mayores cambios respecto del tipo de clientes se producen a partir del año 2019. Lo anterior se explica por la modificación de los numerales 1 y 2 del artículo 147° de la Ley, introducida por la ley 20.805, que modifica el límite de potencia conectada que define la condición de cliente sujeto a fijación de precios,

pasando dicho límite de 2.000 [kW] a 5.000 [kW], y lo dispuesto en su artículo primero transitorio

El detalle del tratamiento de este tipo de clientes en la proyección de demanda se presenta en el numeral 3.3.

3. Proyecciones de demanda

En los puntos siguientes se detalla la metodología utilizada para estimar la proyección de demanda, considerando la información enviada por las empresas distribuidoras a nivel de subestaciones primarias, los factores de pérdidas para efectos de su referenciación a nivel troncal, la información respecto de los potenciales traspasos de clientes libres que opten por traspasarse a la condición de clientes regulados y los antecedentes utilizados a efectos de estimar las tasas de crecimiento para las proyecciones resultantes.

3.1. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria

En conformidad en el punto anterior, las empresas concesionarias de distribución han enviado a la Comisión las proyecciones de demanda de energía mensuales para los años 2015 a 2025, considerando exclusivamente los clientes regulados, agrupados por subestación primaria, la que ha sido seleccionada de una lista de barras entregadas por la Comisión, debiéndose, en los casos en que la barra no estuviese en dicha lista, agregarla a la misma. Estas proyecciones no incluyen ventas de energía destinadas a clientes libres o a otras empresas distribuidoras.

De acuerdo a lo descrito anteriormente, la proyección de demanda de energía de clientes regulados, agregada anualmente, enviada por las empresas concesionarias de distribución a nivel de subestaciones primarias de distribución en respuesta a la carta CNE N°49 de 2015, es la que se muestra a continuación:

Cod Dx	Empresa Dx	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	EMELARI	326	341	357	373	390	408	426	446	466	488	510
2	ELIQSA	533	561	590	621	682	719	754	792	832	873	917
3-SING	ELECDASING	1.011	1.067	1.126	1.187	1.253	1.322	1.394	1.471	1.552	1.637	1.727
3-SIC	ELECDASIC	25	27	28	29	31	33	34	36	38	40	42
4	EMELAT	739	778	819	863	908	956	1.007	1.060	1.116	1.175	1.238
6	CHILQUINTA	2.661	2.791	2.925	3.063	3.206	3.350	3.500	3.657	3.821	3.992	4.172
7	CONAFE	1.916	2.030	2.150	2.277	2.479	2.629	2.782	2.945	3.116	3.298	3.490
8	EMELCA	17	18	19	21	23	25	26	29	31	33	36
9	LITORAL	97	104	110	116	122	128	135	142	149	156	164
10	CHILECTRA	12.151	12.722	13.345	13.999	14.685	15.405	16.160	16.951	17.782	18.653	19.567
12	EEC	86	90	95	99	104	109	115	120	126	132	139
13	TIL-TIL	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	21
14	EEPA	301	319	338	358	380	403	427	452	480	508	539
15	LUZANDES	10	10	11	11	12	13	13	14	15	15	16
18	CGE DISTRIBUCIÓN	9.663	10.235	10.841	11.484	12.454	13.219	13.997	14.823	15.699	16.629	17.616
20	COOPERSOL	2	2	3	3	4	4	5	6	7	8	9
21	COPELAN	96	105	111	117	124	132	140	148	157	166	176
22	FRONTEL	1.083	1.153	1.217	1.301	1.383	1.470	1.562	1.661	1.766	1.878	1.996
23	SAESA	2.367	2.530	2.682	2.846	3.020	3.206	3.399	3.607	3.826	4.059	4.308
26	CODINER	88	97	107	117	129	142	156	172	189	208	228
28	EDECSA	60	63	66	69	72	75	79	82	86	90	94
29	CEC	120	124	128	133	137	141	145	149	153	157	162
31	LUZLINARES	131	140	149	159	169	179	189	200	210	222	234
32	LUZPARRAL	107	120	132	144	156	167	178	189	202	215	229
33	COPELEC	214	236	259	285	314	345	380	418	460	505	556
34	COELCHA	62	67	72	77	83	89	95	102	110	118	126
35	SOCOEPA	30	32	35	38	41	44	48	51	55	60	65
36	COOPREL	42	46	50	55	61	67	74	81	89	98	108
39	LUZ OSORNO	162	172	182	192	203	215	227	240	254	269	285
40	CRELL	121	136	151	166	181	195	209	221	232	244	256
	TOTAL	34.238	36.131	38.113	40.221	42.821	45.205	47.675	50.284	53.038	55.948	59.024

Tabla 1.- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas distribuidoras, a nivel de subestación primaria. [GWh]

3.2. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal

Las proyecciones de demanda de energía a nivel de subestaciones primarias han sido posteriormente referenciadas a nivel troncal en forma agregada, aplicando los niveles de pérdidas tarifarias establecidos en el decreto de subtransmisión vigente, es decir, mediante los factores de expansión de pérdidas de energía (FEPE) establecidos en el Decreto Supremo N°14 de 2012, del Ministerio de Energía, en adelante, Decreto N°14, tanto para subtransmisión como para transmisión adicional, en forma análoga a como se utilizan en la determinación del Precio de Nudo Promedio¹.

Los FEPE totales resultantes, obtenidos a partir de los FEPE de subtransmisión, para barras en tensiones de distribución, tal como se indican en el numeral 8.2.2 del artículo segundo del Decreto N°14, adicionados a los FEPE de transmisión adicional (FEPE_{TxA}), para barras de retiro en tensiones de distribución, y en el sistema de subtransmisión que corresponda, tal como se indican en el numeral 8.1 del artículo tercero del Decreto N°14, son los siguientes:

Sistema	FEPE-1 (STx)	FEPE-1 (TxA)	FEPE-1 Total
SIC1	0,02637	0,00005	0,02642
SIC2	0,02462	0,00000	0,02462
SIC3	0,01281	0,00012	0,01293
SIC4	0,03946	0,00001	0,03947
SIC5	0,03254	0,00000	0,03254
SIC6	0,02381	0,00000	0,02381
SING	0,01089	0,01015	0,02104

Tabla 2.- Factores de Expansión de Pérdidas de Energía (FEPE) de subtransmisión, de transmisión adicional y total.

La proyección de demanda calculada utilizando los FEPE anteriormente descritos, fue luego ponderada por los Factores de Ajuste de Inyección de Energía (FAIE), con el objeto de reflejar las compras reales que debería afrontar la empresa distribuidora, considerando las características de cada sistema de subtransmisión.

Los factores de ajuste de inyección de energía (FAIE) son determinados de acuerdo a la valorización de las inyecciones efectivas registradas al ingreso de cada subsistema de subtransmisión (InRe), y los retiros efectivos realizados dentro del respectivo subsistema de subtransmisión, o inyecciones tarifarias (InTa), tal como se muestra a continuación:

¹ La fijación de Precios de Nudo Promedio se establece en los artículos 157° y 158° de la Ley.

$$FAIE = \frac{\sum_{i=1}^n InReE_i}{\sum_{i=1}^n InTaE_i}$$

Para efectos de la proyección de demanda, se utilizó el FAIE promedio anual del año 2014, a partir de los valores mensuales informados por los CDEC respectivos, según se muestra a continuación:

Subsistema Stx	SING	SIC 1	SIC 2	SIC 3	SIC 4	SIC 5	SIC 6
ene-14	1,0201	1,0038	0,9878	0,9974	0,9858	0,9952	0,9988
feb-14	1,0145	1,0027	0,9847	0,9990	0,9929	0,9959	1,0008
mar-14	1,0157	0,9944	0,9820	1,0003	0,9924	0,9931	0,9987
abr-14	1,0186	1,0023	0,9852	0,9996	0,9820	0,9907	0,9946
may-14	1,0154	1,0048	0,9858	1,0013	0,9792	0,9914	0,9958
jun-14	1,0188	0,9997	0,9868	1,0002	0,9894	0,9878	0,9945
jul-14	1,0199	1,0021	0,9863	1,0002	0,9890	0,9927	0,9960
ago-14	1,0191	1,0015	0,9835	1,0004	0,9980	0,9923	0,9961
sep-14	1,0192	1,0031	0,9862	0,9993	0,9934	0,9898	0,9945
oct-14	1,0178	1,0023	0,9869	0,9987	0,9912	0,9899	0,9994
nov-14	1,0172	1,0017	0,9885	0,9993	0,9945	0,9933	0,9969
dic-14	1,0173	1,0061	0,9911	1,0016	0,9888	0,9999	0,9989
Promedio	1,0178	1,0020	0,9862	0,9998	0,9897	0,9927	0,9971

Tabla 3.- Factores de Ajuste de Inyección de Energía (FAIE)

De esta forma, se ha referenciado sólo el monto agregado de energía a nivel troncal, correspondiente a cada subestación primaria, es decir, sin utilizar los factores de proporción "fi" establecidos en el numeral 8.1 del Decreto N°14 antes mencionado, ni identificando las subestaciones troncales que resultarían asignadas.

Con ello, la proyección de demanda de clientes regulados a nivel troncal de las empresas distribuidoras es la que se muestra a continuación:

Cod Dx	Empresa Dx	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	EMELARI	339	354	371	388	405	424	443	463	485	507	530
2	ELIQSA	554	583	613	645	709	747	784	823	864	908	953
3-SING	ELECDASING	1.051	1.109	1.170	1.234	1.302	1.373	1.449	1.528	1.612	1.701	1.794
3-SIC	ELECDASIC	26	27	29	30	32	34	35	37	39	41	43
4	EMELAT	760	800	843	887	934	984	1.036	1.090	1.148	1.209	1.273
6	CHILQUINTA	2.689	2.821	2.956	3.095	3.240	3.385	3.537	3.695	3.861	4.034	4.216
7	CONAFE	1.964	2.080	2.203	2.333	2.540	2.695	2.852	3.018	3.194	3.380	3.577
8	EMELCA	17	18	20	21	23	25	27	29	31	34	36
9	LITORAL	98	105	111	117	123	130	136	143	150	158	166
10	CHILECTRA	12.305	12.884	13.515	14.177	14.872	15.601	16.365	17.167	18.008	18.891	19.816
12	EEC	87	91	96	100	105	111	116	122	128	134	140
13	TIL-TIL	15	16	16	17	17	18	18	19	20	20	21
14	EEPA	305	323	342	363	385	408	432	458	486	515	546
15	LUZANDES	10	11	11	12	12	13	13	14	15	15	16
18	CGE DISTRIBUCIÓN	9.900	10.486	11.107	11.766	12.760	13.544	14.342	15.189	16.087	17.041	18.053
20	COOPERSOL	2	2	3	4	4	5	5	6	7	8	9
21	COPELAN	99	108	113	120	127	135	143	152	161	170	181
22	FRONTEL	1.111	1.183	1.248	1.334	1.418	1.507	1.602	1.703	1.811	1.925	2.047
23	SAESA	2.417	2.583	2.738	2.906	3.083	3.273	3.471	3.683	3.907	4.145	4.398
26	CODINER	90	99	109	120	132	145	160	176	193	213	234
28	EDECESA	60	64	67	70	73	76	80	83	87	91	95
29	CEC	124	128	132	136	141	145	149	153	158	162	166
31	LUZLINARES	135	144	154	164	174	184	195	205	216	228	240
32	LUZPARRAL	110	123	136	149	160	171	183	195	208	221	235
33	COPELEC	221	243	267	294	323	355	391	430	473	520	572
34	COELCHA	64	69	74	79	85	91	98	105	113	121	130
35	SOCOEPA	31	33	36	39	42	45	49	52	57	61	66
36	COOPREL	42	47	51	57	62	68	75	83	91	100	110
39	LUZ OSORNO	166	175	186	196	207	219	232	245	260	275	291
40	CRELL	124	138	154	169	184	199	213	226	237	249	261
	TOTAL	34.915	36.846	38.869	41.021	43.676	46.110	48.631	51.295	54.106	57.077	60.218

Tabla 4.- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas distribuidoras, a nivel troncal. [GWh]

3.3. Información de traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

De conformidad al artículo primero transitorio de la ley 20.805, que introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos, los usuarios no sometidos a fijación de precios sólo podrán optar por traspasarse a régimen de tarifa regulada en virtud de lo dispuesto en la modificación introducida en el artículo 147º, que fijó como nuevo límite hasta los 5.000 [kW], a partir del cuarto año contado desde la publicación en el Diario Oficial de la ley y una vez que se produzca el término de los contratos de compraventa de energía suscritos con sus suministradores y sólo por las causales de mutuo acuerdo entre las partes o expiración del plazo pactado en el mismo.

En este sentido, las empresas Conafe, Eliqsa, y CGE Distribución han informado el potencial traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios a clientes regulados a partir del año 2019. En tanto, Chilectra ha informado también el potencial traspaso de clientes actualmente libres, de menos de 2.000 [kW], a clientes regulados a partir del año 2015.

Cabe hacer presente que las empresas Chilquinta y Emelat poseen clientes no sometidos a regulación de precios conectados a sus instalaciones de distribución, los cuales, de acuerdo a lo informado por las propias empresas, no estarían en condición de pasar a ser clientes regulados en el año 2019 dado que su potencia conectada es superior a 5.000 [kW].

Por otro lado, la empresa CGE Distribución, Conafe y Eliqsa informaron su proyección de demanda total incluyendo el potencial traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios, por lo que para obtener la proyección de demanda sólo de clientes regulados, según lo presentado en el punto anterior, se debió restar esta cantidad.

A continuación se presenta la información de la proyección de demanda de energía considerando la información del potencial traspaso desde clientes actualmente no sometidos a regulación de precios a clientes regulados, para las distintas empresas concesionarias de distribución.

Cod	Empresa Dx	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
2	ELIQSA	-	-	-	-	30	33	33	33	33	33	33
7	CONAFE	-	-	-	-	69	78	80	83	85	88	90
10	CHILECTRA	30	43	60	75	576	619	641	652	661	674	691
18	CGE DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	295	336	346	357	367	378	390
	TOTAL	30	43	60	75	970	1.065	1.100	1.124	1.147	1.173	1.204

Tabla 5.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes libres a regulados informada por empresas distribuidoras, a nivel troncal. [GWh]

3.4. Proyección de Demanda Total Regulada de Empresas Distribuidoras a Nivel Troncal

Considerando la información de proyección de demanda de energía de clientes actualmente regulados y los traspasos de clientes libres a clientes regulados estimada por las empresas distribuidoras según lo señalado en el punto anterior, se obtiene la proyección total de demanda a nivel troncal y las respectivas tasas de crecimiento asociadas a partir de lo informado por las empresas distribuidoras, según se presenta a continuación:

Cod Dx	Empresa Dx	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	EMELARI	339	354	371	388	405	424	443	463	485	507	530
2	ELIQSA	554	583	613	645	709	747	784	823	864	908	953
3-SING	ELECDA SING	1.051	1.109	1.170	1.234	1.302	1.373	1.449	1.528	1.612	1.701	1.794
3-SIC	ELECDA SIC	26	27	29	30	32	34	35	37	39	41	43
4	EMELAT	760	800	843	887	934	984	1.036	1.090	1.148	1.209	1.273
6	CHILQUINTA	2.689	2.821	2.956	3.095	3.240	3.385	3.537	3.695	3.861	4.034	4.216
7	CONAFE	1.964	2.080	2.203	2.333	2.540	2.695	2.852	3.018	3.194	3.380	3.577
8	EMELCA	17	18	20	21	23	25	27	29	31	34	36
9	LITORAL	98	105	111	117	123	130	136	143	150	158	166
10	CHILECTRA	12.336	12.927	13.575	14.253	15.448	16.219	17.006	17.819	18.670	19.565	20.507
12	EEC	87	91	96	100	105	111	116	122	128	134	140
13	TIL-TIL	15	16	16	17	17	18	18	19	20	20	21
14	EEPA	305	323	342	363	385	408	432	458	486	515	546
15	LUZ ANDES	10	11	11	12	12	13	13	14	15	15	16
18	CGE DISTRIBUCIÓN	9.900	10.486	11.107	11.766	12.760	13.544	14.342	15.189	16.087	17.041	18.053
20	COOPERSOL	2	2	3	4	4	5	5	6	7	8	9
21	COPELAN	99	108	113	120	127	135	143	152	161	170	181
22	FRONTEL	1.111	1.183	1.248	1.334	1.418	1.507	1.602	1.703	1.811	1.925	2.047
23	SAESA	2.417	2.583	2.738	2.906	3.083	3.273	3.471	3.683	3.907	4.145	4.398
26	CODINER	90	99	109	120	132	145	160	176	193	213	234
28	EDECSA	60	64	67	70	73	76	80	83	87	91	95
29	CEC	124	128	132	136	141	145	149	153	158	162	166
31	LUZLINARES	135	144	154	164	174	184	195	205	216	228	240
32	LUZPARRAL	110	123	136	149	160	171	183	195	208	221	235
33	COPELEC	221	243	267	294	323	355	391	430	473	520	572
34	COELCHA	64	69	74	79	85	91	98	105	113	121	130
35	SOCOEPA	31	33	36	39	42	45	49	52	57	61	66
36	COOPREL	42	47	51	57	62	68	75	83	91	100	110
39	LUZ OSORNO	166	175	186	196	207	219	232	245	260	275	291
40	CRELL	124	138	154	169	184	199	213	226	237	249	261
	TOTAL	34.945	36.889	38.930	41.096	44.252	46.728	49.272	51.947	54.768	57.751	60.909

Tabla 6.1.- Proyección de demanda total regulada informada por empresas distribuidoras, a nivel troncal. [GWh]

Cod Dx	Empresa Dx	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	EMELARI	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%
2	ELIQSA	5,2%	5,2%	5,2%	9,8%	5,4%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
3-SING	ELECDASING	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%
3-SIC	ELECDASIC	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
4	EMELAT	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
6	CHILQUINTA	4,9%	4,8%	4,7%	4,7%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
7	CONAFE	5,9%	5,9%	5,9%	8,9%	6,1%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
8	EMELCA	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
9	LITORAL	6,5%	6,1%	5,6%	5,2%	5,2%	5,1%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
10	CHILECTRA	4,8%	5,0%	5,0%	8,4%	5,0%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%
12	EEC	4,7%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%
13	TIL-TIL	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%
14	EEPA	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%
15	LUZANDES	4,7%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%
18	CGE DISTRIBUCIÓN	5,9%	5,9%	5,9%	8,4%	6,1%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%
20	COOPERSOL	28,7%	22,7%	19,8%	16,4%	14,2%	15,3%	15,3%	14,3%	13,6%	13,0%
21	COPELAN	9,4%	5,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%
22	FRONTEL	6,4%	5,5%	6,9%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%
23	SAESA	6,9%	6,0%	6,1%	6,1%	6,2%	6,0%	6,1%	6,1%	6,1%	6,1%
26	CODINER	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
28	EDECSA	5,1%	4,9%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
29	CEC	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%
31	LUZLINARES	7,0%	6,8%	6,6%	6,3%	6,0%	5,6%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
32	LUZPARRAL	11,6%	10,4%	9,2%	8,0%	6,8%	6,7%	6,6%	6,5%	6,4%	6,4%
33	COPELEC	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
34	COELCHA	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,4%	7,4%
35	SOCOEPA	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
36	COOPREL	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
39	LUZ OSORNO	5,9%	5,9%	5,4%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
40	CRELL	12,0%	11,0%	10,0%	9,1%	8,0%	7,0%	6,0%	5,0%	5,0%	5,0%

Tabla 6.2.- Tasas de crecimiento de demanda informadas por empresas distribuidoras, a nivel troncal. [%]

3.5. Antecedentes de evolución histórica de demanda de clientes regulados

De acuerdo a lo señalado en el artículo 15° del Decreto Supremo N°86 de 2012, del Ministerio de Energía, que Aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, en adelante, Reglamento de Precios de Nudo, la Comisión debe solicitar la información que le permita elaborar la previsión de demanda de acuerdo a los plazos y criterios que ésta establezca.

Respecto de la información de demanda histórica que sirve como antecedente para los análisis efectuados en el presente informe, se debe señalar que la Comisión solicitó a las empresas distribuidoras los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2000 a 2014, del total de clientes regulados que mantuvieron contratos de suministro durante ese período, agrupándolos por punto de conexión.

A partir de esta solicitud, enviada a las empresas distribuidoras del SING (carta CNE N°239 de 2013 y N°15 de 2015) y del SIC (carta CNE N°238 de 2013 y N°17 de 2015), los datos de demanda históricos para el período 2007 a 2014, a nivel de subestaciones primarias de distribución, son los siguientes:

Empresa Distribuidora	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ELECDA SING	664.191	685.168	706.167	749.341	790.199	857.666	907.667	958.770
ELIQSA	364.440	384.028	379.413	431.607	466.356	484.839	500.070	506.692
EMELARI	221.730	236.714	236.642	254.198	276.486	289.505	298.798	311.820
COOPERSOL			258	385	1.447	1.481	1.245	1.411
TOTAL	1.250.360	1.305.910	1.322.479	1.435.531	1.534.488	1.633.492	1.707.780	1.778.693
Tasa de crecimiento	4,5%	4,4%	1,3%	8,5%	6,9%	6,5%	4,5%	4,2%

Tabla 7.1.- Evolución histórica 2007-2014 de la demanda de clientes regulados por empresa concesionaria de distribución del SING. [MWh]

Empresa Distribuidora/Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CGE DISTRIBUCIÓN	5.440.933	5.675.381	5.721.723	5.968.293	6.349.202	6.785.543	7.333.398	7.702.713
CGE DISTRIBUCION (EX EMELECTRIC)								242.562
CGE DISTRIBUCIÓN (EX EMETAL)								27.906
CHILECTRA	9.077.118	8.769.212	8.997.594	9.445.131	9.935.020	10.148.378	11.232.173	11.600.247
CHILQUINTA	1.879.305	1.861.209	1.951.746	2.043.683	2.160.387	2.287.520	2.418.314	2.525.768
CODINER	49.814	49.468	47.678	50.632	54.981	60.003	66.765	70.465
COELCHA	30.789	35.605	38.072	42.004	47.517	52.484	53.307	57.361
LITORAL	71.443	69.922	68.779	70.584	72.191	79.520	84.966	90.882
CONAFE	1.399.610	1.319.659	1.376.939	1.458.010	1.496.437	1.592.456	1.693.202	1.761.179
CONAFE (EX ENELSA)								10.654
COPELAN	61.143	62.486	63.703	69.566	82.098	84.085	87.271	87.973
CEC	87.082	96.189	93.190	102.670	100.506	103.913	112.701	114.881
COOPREL	30.462	30.726	29.615	30.745	33.202	32.182	36.410	37.810

Empresa Distribuidora/Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
COPELEC	104.749	114.143	115.213	114.070	124.730	129.681	144.203	157.271
CRELL	47.319	54.924	55.979	63.165	71.166	79.709	83.232	85.439
ELECDA SIC	20.832	21.481	21.298	18.370	18.653	19.244	23.250	23.956
EMELAT	550.340	560.568	566.130	571.415	618.413	641.167	675.346	701.707
EMELCA	13.033	12.937	11.811	14.344	14.686	14.753	15.114	15.461
EMELECTRIC	893.570	994.493	1.015.618	1.029.193	1.112.165	1.159.701	1.231.569	1.046.707
EMETAL	95.354	98.589	84.671	95.531	111.269	121.262	123.508	104.301
EEC	59.354	61.386	63.583	67.564	70.694	74.456	79.293	85.905
TIL-TIL	11.616	11.702	11.492	12.416	16.133	15.209	14.129	14.576
EEPA	198.714	201.051	201.253	221.700	226.922	245.850	248.478	266.619
ENELSA	43.173	48.408	49.063	50.598	48.740	51.202	45.523	37.685
EDECSA	44.697	47.031	40.728	44.015	45.844	46.963	54.878	57.558
FRONTEL	709.864	839.181	798.744	815.419	866.572	924.330	969.873	1.022.131
LUZ ANDES	6.167	6.601	6.942	7.459	7.632	8.297	9.168	9.235
LUZ OSORNO	121.417	127.490	116.235	124.219	134.632	133.525	142.464	153.050
LUZLINARES	70.887	84.840	86.130	94.638	103.290	107.249	114.372	123.570
LUZPARRAL	48.789	56.077	56.118	59.353	65.786	68.829	80.136	91.502
SAESA	1.711.734	1.736.859	1.688.899	1.735.242	1.853.550	1.998.135	2.115.540	2.217.052
SOCOEPA	21.573	22.363	25.728	21.793	23.582	24.721	25.696	27.746
TOTAL	22.900.880	23.069.983	23.404.675	24.441.821	25.866.000	27.090.368	29.314.277	30.571.872
Tasa de crecimiento	6,7%	0,7%	1,5%	4,4%	5,8%	4,7%	8,2%	4,3%

Tabla 7.2.- Evolución histórica 2007-2014 de la demanda de clientes regulados por empresa concesionaria de distribución del SIC. [MWh]

En el Anexo 1 se presenta, a modo referencial, una distribución por punto de compra de los consumos reales por distribuidora, correspondientes al año 2014. Asimismo, en el Anexo 2 se presenta, a modo referencial, una distribución mensual y horaria de los consumos reales por distribuidora, correspondientes al mismo año.

3.6. Antecedentes de proyección de demanda de clientes regulados

De acuerdo a lo establecido en la Ley, le corresponde a la Comisión, entre otras tareas, la elaboración del Plan de Expansión Anual de la Transmisión Troncal, la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, la Fijación de Precios de Sistemas Medianos, y la determinación de los Peajes de Subtransmisión.

Los procesos anteriormente mencionados, requieren para su elaboración, de una previsión de demanda de energía y potencia de punta de cada sistema eléctrico para períodos que varían según lo indicado en la normativa de cada proceso.

Para la elaboración de la previsión de demanda por sistema eléctrico, de acuerdo a lo señalado en el Reglamento de Precios de Nudo, la Comisión procede a revisarla basándose, entre otros aspectos, en la evolución del consumo

observado, en las expectativas de variables macroeconómicas, opinión de expertos o cualquier otro antecedente relevante para dicha tarea. Para dichos efectos, es necesario analizar en detalle los distintos aspectos que explican el consumo de energía y potencia de punta y la forma en que éstas determinan la demanda en el corto, mediano y largo plazo.

En este contexto, durante el año 2014 la Comisión desarrolló el estudio denominado “*Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo*”, cuyo principal objetivo fue contar precisamente con un análisis del consumo eléctrico de sistemas interconectados y sistemas medianos nacionales y una propuesta metodológica de proyección de demanda en un horizonte de 30 años.

Dentro de los objetivos específicos del citado estudio, se encuentra el proponer un modelo de proyección de demanda de clientes regulados por sistema eléctrico en un horizonte de 30 años.

Para el análisis de la proyección de demanda de clientes regulados, el consultor utilizó la información de ventas mensuales de electricidad (energía y potencia) desagregada por empresa distribuidora, entregada por la Comisión, para el período comprendido entre los años 1999 a 2012.

Sobre la base de la información ya citada, además de proyecciones de variables independientes (PIB, Población, Precio del Cobre, PIB Manufacturero, PIB Minero), se obtuvieron proyecciones de demanda de clientes regulados tanto para el SIC como para el SING, a nivel agregado, así como también se desarrollaron modelos de proyección para cada una de las regiones del país, agregando la información aportada por las empresas distribuidoras a nivel regional.

A nivel agregado, para el SIC se observó que el modelo econométrico de regresión de mejor bondad de ajuste es aquel que relaciona la demanda de energía de clientes regulados con el PIB y la población (suma de los Productos Brutos Regionales y de población de las regiones que abarca el SIC, esto es, desde Atacama hasta Los Lagos), denominado modelo sistémico SIC. En tanto, para el SING se observó que el modelo econométrico de mejor bondad de ajuste es aquel que relaciona la demanda de energía de clientes regulados con la población de las regiones abastecidas desde dicho sistema (Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta), denominado modelo sistémico SING.

Las proyecciones de demanda de clientes regulados considerando la aplicación de los modelos señalados, son las que se muestran a continuación:

Año	Energía (GWh)		Tasa Variación (%)	
	SING	SIC	SING	SIC
2015	1.753	28.073	5,1%	3,9%
2016	1.838	29.381	4,8%	4,7%
2017	1.925	30.863	4,8%	5,0%
2018	2.016	32.447	4,7%	5,1%

Año	Energía (GWh)		Tasa Variación (%)	
	SING	SIC	SING	SIC
2019	2.110	34.116	4,6%	5,1%
2020	2.206	35.853	4,6%	5,1%
2021	2.306	37.652	4,5%	5,0%
2022	2.407	39.513	4,4%	4,9%
Tasas acumulativas 2015-2022			4,63%	5,00%

Tabla 8.1.- Proyección demanda clientes regulados según modelos sistémicos.

Fuente: Estudio "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo" Tabla 39 Tomo II.

En el mismo estudio señalado, una vez definidas las tasas de crecimiento, se analizó el potencial ahorro energético en las proyecciones de demanda tanto para clientes libres como para consumos de clientes regulados por sistema interconectado, el cual considera la experiencia de otros países y el ahorro esperado de acuerdo a la Agenda de Energía propuesta por el Ministerio de Energía.

A partir de dicho análisis se obtienen las tasas de crecimiento sistémicas para clientes regulados incorporando consideraciones de eficiencia energética, denominadas en adelante "SING EE" y "SIC EE", las que se muestran en la tabla siguiente. Cabe señalar que una vez que entre en vigencia la ley de eficiencia energética, se podrán incorporar sus disposiciones particulares en la proyección de demanda de los futuros informes de licitaciones.

Año	SING EE	SIC EE
2015	3,0%	2,3%
2016	2,9%	2,9%
2017	2,9%	3,2%
2018	2,9%	3,2%
2019	2,8%	3,2%
2020	2,8%	3,2%
2021	2,7%	3,1%
2022	2,5%	2,9%
2023	2,6%	2,6%
2024	2,6%	2,6%
2025	2,5%	2,5%
2026	2,6%	2,6%
2027	2,6%	2,6%
2028	2,6%	2,6%
2029	2,6%	2,6%
2030	2,6%	2,6%

Tabla 8.2.- Tasas de crecimiento sistémicas considerando efectos de eficiencia energética de clientes regulados por sistema interconectado, período 2015-2030 [GWh].

Fuente: Estudio "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo" Tabla 88 Tomo II.

Por otro lado, el estudio mencionado determinó modelos anuales para el consumo de los clientes regulados de las distintas regiones del país. De los modelos seleccionados fueron descartados aquellos que, de acuerdo al análisis desarrollado en el estudio, no resultaron adecuados dada la estructura productiva y demográfica de cada región.

De esta forma, se obtuvieron los siguientes modelos de proyección de demanda de clientes regulados para las regiones correspondientes al SIC y SING:

Región	VARIABLES EXPLICATIVAS
XV - Arica y Parinacota / I - Tarapacá	Precio del Cobre
II - Antofagasta	Población, Precio de la Electricidad, Precio del Cobre
III - Atacama	PIB Manufacturero, Precio del Cobre
IV - Coquimbo	Precio del Cobre, Población
V - Valparaíso	PIB Regional, Población
RM - Metropolitana	PIB Regional
VI - O'Higgins	Población
VII - Maule	Población
VIII - Biobío	PIB Regional, Población
IX - La Araucanía	PIB Regional, Población
XIV - Los Ríos / X - Los Lagos	Población

Tabla 9.- Modelos de proyección por región.

Fuente: Estudio "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo" Tabla 31 Tomo II

El detalle del análisis señalado con los parámetros estadísticos que fundamentan los resultados obtenidos se puede consultar en el informe y anexos del estudio "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo" antes citado, publicado en el sitio web de la Comisión.

Sobre la base de estos modelos, las proyecciones de demanda de clientes regulados a nivel regional, hasta el año 2022, así como la tasa de variación anual de dicha demanda, son las que se presentan en las tablas siguientes:

Año	Energía (GWh)										
	I Tarapacá	II Antofagasta	III Atacama	IV Coquimbo	V Valparaíso	Metrop.	VI O'Higgins	VII Maule	VIII Biobío	IX Araucanía	X Los Lagos
2015	795	967	649	4.196	1.150	3.046	13.316	2.131	1.743	2.428	1.107
2016	814	1.026	671	4.392	1.183	3.209	13.849	2.244	1.801	2.543	1.158
2017	832	1.089	697	4.607	1.221	3.386	14.438	2.361	1.860	2.666	1.212
2018	848	1.154	726	4.829	1.258	3.571	15.052	2.482	1.920	2.796	1.267
2019	862	1.221	757	5.060	1.295	3.765	15.692	2.608	1.982	2.930	1.324
2020	874	1.291	790	5.299	1.332	3.967	16.350	2.739	2.044	3.070	1.382
2021	886	1.365	824	5.546	1.370	4.176	17.025	2.874	2.108	3.214	1.443
2022	898	1.432	859	5.783	1.408	4.376	17.716	3.000	2.153	3.354	1.494

Tabla 10.1.- Proyección de demanda eléctrica de clientes regulados por región al año 2022 [GWh].

Fuente: Estudio "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo" Tabla 40 Tomo II

Año	Tasa Variación Energía (%)										
	I Tarapacá	II Antofagasta	III Atacama	IV Coquimbo	V Valparaíso	Metrop.	VI O'Higgins	VII Maule	VIII Biobío	IX Araucanía	X Los Lagos
2015	3,1%	6,4%	3,1%	4,5%	3,1%	5,0%	3,3%	5,5%	3,5%	4,5%	4,7%
2016	2,4%	6,1%	3,5%	4,7%	2,9%	5,4%	4,0%	5,3%	3,3%	4,7%	4,6%
2017	2,2%	6,1%	3,9%	4,9%	3,3%	5,5%	4,3%	5,2%	3,3%	4,9%	4,6%
2018	1,9%	6,0%	4,2%	4,8%	3,0%	5,5%	4,3%	5,1%	3,2%	4,8%	4,5%
2019	1,7%	5,8%	4,3%	4,8%	2,9%	5,4%	4,3%	5,1%	3,2%	4,8%	4,5%
2020	1,5%	5,7%	4,3%	4,7%	2,9%	5,4%	4,2%	5,0%	3,2%	4,8%	4,4%
2021	1,4%	5,7%	4,3%	4,7%	2,9%	5,3%	4,1%	4,9%	3,1%	4,7%	4,4%
2022	1,3%	5,0%	4,3%	4,3%	2,7%	4,8%	4,1%	4,4%	2,1%	4,4%	3,6%
Tasas anuales acumulativas											
Acum. 2015-2022	1,8%	5,8%	4,1%	4,7%	2,9%	5,3%	4,2%	5,0%	3,1%	4,7%	4,4%

Tabla 10.2.- Proyección de demanda eléctrica de clientes regulados por región al año 2022 (Tasa de variación anual %).

Fuente: Estudio "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo" Tabla 40 Tomo II

3.7. Ajustes en las proyecciones de demanda

Sobre la base de la información señalada en los puntos anteriores, la Comisión ha analizado las proyecciones de demanda informadas por las empresas distribuidoras, estimando necesario adecuar las tasas de crecimiento informadas, considerando que éstas no se condicen con los resultados que esta Comisión ha obtenido a la luz de los antecedentes y análisis señalados.

En consecuencia, la proyección de demanda total de clientes regulados de empresas distribuidoras obtenidas del análisis de la información enviada en respuesta a la carta CNE N°49, incluyendo el traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios a clientes regulados, ha sido ajustada en consideración a los criterios que se señalan en esta sección.

Los antecedentes de la evolución histórica de la demanda de clientes sometidos a regulación de precios enviados por las empresas distribuidoras en respuesta a las cartas señaladas en el numeral 3.5 del presente informe, han sido utilizados para modular la proyección de demanda total ajustada por la Comisión para el año 2015, según lo señalado a continuación.

Para la tasa de crecimiento del primer año de proyección, esto es, año 2015, se ha considerado el siguiente criterio:

- i. Se calcula la desviación estándar de las tasas de crecimiento anual históricas para el período 2007 a 2014 de cada empresa distribuidora, descontando de la muestra las tasas asociadas al año 2010 para las empresas distribuidoras del SIC, debido al efecto distorsionador que presenta la situación coyuntural del terremoto ocurrido en dicho año.
- ii. Se comparan las tasas de crecimiento para el año 2015 resultantes de las proyecciones informadas por las empresas distribuidoras en respuesta a la carta CNE N°49, versus las tasas estimadas para el mismo año por la Comisión, correspondientes a las tasas de crecimiento anual compuesto entre los años 2007 y 2014 de cada empresa distribuidora.
- iii. Si la tasa presentada por la empresa distribuidora se ubica dentro de la banda correspondiente a una desviación estándar, calculada en el paso i., en torno a la tasa estimada por la Comisión, calculada en el paso ii., se mantiene el valor de la empresa distribuidora. En caso contrario, la tasa de la empresa distribuidora se ajusta al límite superior o inferior de la banda señalada, según su valor se encuentre por encima o por debajo de dicho límite respectivamente.

Las tasas de crecimiento comprendidas entre los años 2016 a 2022, se obtienen sobre la base de las tasas resultantes de los modelos sistémicos y regionales señaladas en el numeral 3.6 del presente informe, determinadas en el estudio

“Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo”, considerando los criterios indicados a continuación.

En consideración de la alta volatilidad del precio del cobre y la consecuente mayor incertidumbre al utilizar este precio como variable explicativa para proyectar consumos eléctricos, se ha modificado el modelo regional utilizado para los modelos de proyección antes mencionados que utilizan esta variable, teniendo en cuenta los siguientes ajustes:

- Para las regiones del SING (Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta) se han modificado las variables explicativas por la del modelo sistémico encontrado para el SING, esto es, la población sistémica, observando que ésta ha sido encontrada estadísticamente significativa, resultando en el modelo con la mejor bondad de ajuste a nivel del SING.
- Para las regiones de Atacama y Coquimbo se han modificado las variables explicativas por las del modelo sistémico encontrado para el SIC, esto es, la población y el PIB sistémicos, observando que éstas han sido encontradas estadísticamente significativas, resultando en el modelo con la mejor bondad de ajuste a nivel del SIC.

En consecuencia, los modelos de proyección de demanda regulada a nivel regional ajustados, son los que se presentan a continuación:

Región	Variables Explicativas
XV - Arica y Parinacota / I - Tarapacá	Población Sistémica
II - Antofagasta	Población Sistémica
III - Atacama	PIB, Población Sistémicas
IV - Coquimbo	PIB, Población Sistémicas
V - Valparaíso	PIB Regional, Población
RM - Metropolitana	PIB Regional
VI - O'Higgins	Población
VII - Maule	Población
VIII - Biobío	PIB Regional, Población
IX - La Araucanía	PIB Regional, Población
XIV - Los Ríos / X - Los Lagos	Población

Tabla 11.- Modelos regionales ajustados.

De esta forma, las tasas de crecimiento determinadas para cada empresa distribuidora, en el horizonte comprendido desde el año 2016 hasta el 2022, se obtienen a partir de las tasas resultantes del estudio antes mencionado, considerando el promedio aritmético entre las tasas de crecimiento del modelo regional ajustado y las tasas de crecimiento del modelo sistémico con eficiencia energética, para la región donde se ubica la empresa distribuidora.

Para aquellas empresas distribuidoras que entregan suministro en más de una región, se utilizó la mayor de las tasas promedio de crecimiento regional en todo el

horizonte de análisis. Esto fue realizado, en particular, para Conafe, TilTil, Frontel, Saesa, Edecsa y Luzparral.

En tanto, para CGE Distribución, por la cobertura espacial de sus concesiones, abarcando desde las regiones de Valparaíso hasta La Araucanía, se ha optado por utilizar como modelo regional ajustado el modelo sistémico del SIC.

En consecuencia, los modelos a partir de los cuales se han promediado las tasas de crecimiento anual, para cada empresa distribuidora, son los siguientes:

Empresa	Modelo Regional Ajustado	Modelo Sistémico
EMELARI	SING	SING EE
ELIQSA	SING	SING EE
ELECDA SING	SING	SING EE
ELECDA SIC	SIC	SIC EE
EMELAT	SIC	SIC EE
CHILQUINTA	V - Valparaíso	SIC EE
CONAFE	V - Valparaíso	SIC EE
EMELCA	V - Valparaíso	SIC EE
LITORAL	V - Valparaíso	SIC EE
CHILECTRA	RM - Metropolitana	SIC EE
EEC	RM - Metropolitana	SIC EE
TIL-TIL	V - Valparaíso	SIC EE
EEPA	RM - Metropolitana	SIC EE
LUZ ANDES	RM - Metropolitana	SIC EE
CGE DISTRIBUCIÓN	SIC	SIC EE
COOPERSOL	SING	SING EE
COPELAN	VIII - Biobío	SIC EE
FRONTEL	VIII - Biobío	SIC EE
SAESA	IX - La Araucanía	SIC EE
CODINER	IX - La Araucanía	SIC EE
EDECSA	V - Valparaíso	SIC EE
CEC	VII - Maule	SIC EE
LUZLINARES	VII - Maule	SIC EE
LUZPARRAL	VIII - Biobío	SIC EE
COPELEC	VIII - Biobío	SIC EE
COELCHA	VIII - Biobío	SIC EE
SOCOEPA	XIV - Los Ríos / X - Los Lagos	SIC EE
COOPREL	XIV - Los Ríos / X - Los Lagos	SIC EE
LUZ OSORNO	XIV - Los Ríos / X - Los Lagos	SIC EE
CRELL	XIV - Los Ríos / X - Los Lagos	SIC EE

Tabla 12.- Modelos regionales ajustados y modelos sistémicos por empresa distribuidora.

Debe señalarse además que la proyección de demanda se ha extendido respecto del período solicitado en la carta CNE N°49, hasta el año 2030. Para ello, a contar del año 2022 en adelante se mantiene constante la tasa de crecimiento de demanda de clientes regulados correspondiente al modelo regional ajustado para cada empresa distribuidora.

3.8. Ajustes a empresas distribuidoras con clientes en zonas rurales

En consideración al comportamiento particular de los consumos de las empresas distribuidoras que suministran a clientes en zonas de concesión principalmente rurales, reflejado en una mayor volatilidad en sus tasas de crecimiento dado su tamaño comparativamente menor, así como una mayor sensibilidad a condiciones climatológicas dado su perfil de clientes, se estima pertinente considerar un criterio especial de ajuste gradual para la proyección de demanda de dichas distribuidoras para el período 2016 a 2019, a fin de reconocer dentro del análisis las elevadas tasas de crecimiento observadas en los últimos años.

Para ello se consideró la siguiente metodología:

- i) Se identifican las empresas distribuidoras con alta presencia de clientes en zonas rurales como aquellas empresas que pertenecen a las Áreas Típicas 5 y 6, definidas en el decreto vigente que fija el Valor Agregado de Distribución, y cuya tasa de crecimiento histórica para el período 2007-2014, calculada de acuerdo al paso ii. del numeral 3.7 anterior, sea mayor a la tasa proyectada para el año 2016, resultante de los criterios indicados en dicho numeral (Tasa CNE₂₀₁₆).
- ii) Se considera una progresión gradual de las tasas de crecimiento en el período 2016 a 2019 para las distribuidoras seleccionadas en el paso i), promediando la tasa histórica de cada empresa distribuidora con las tasas de crecimiento anuales resultantes del numeral 3.7 anterior, denominadas Tasas CNE, aplicando el siguiente criterio:
$$\begin{aligned} \text{Tasa ajustada 2016} &= \text{Tasa CNE}_{2016} * 0.25 + \text{Tasa Histórica} * 0.75 \\ \text{Tasa ajustada 2017} &= \text{Tasa CNE}_{2017} * 0.50 + \text{Tasa Histórica} * 0.50 \\ \text{Tasa ajustada 2018} &= \text{Tasa CNE}_{2018} * 0.75 + \text{Tasa Histórica} * 0.25 \\ \text{Tasa ajustada 2019-2030} &= \text{Tasa CNE}_{2019-2030} \end{aligned}$$
- iii) Una vez definidas las tasas ajustadas para cada año del período de análisis, se proyectan los consumos a partir de los consumos del año 2014.

3.9. Proyecciones de demanda ajustadas

Las demandas anuales de clientes regulados por empresa distribuidora, proyectadas de acuerdo a lo indicado en los puntos 3.7 a 3.8 anteriores para el horizonte 2015 a 2030, y las tasas de crecimiento anual correspondiente a dicha demanda, son las que se presentan a continuación.

Cod Dx	Empresa Dx	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	EMELARI	339	352	366	380	394	408	423	438	454	470	486	503	521	540	559	578
2	ELIQSA	554	575	598	620	674	700	724	749	774	800	827	856	885	915	946	978
3-SING	ELECDA SING	1.051	1.092	1.134	1.177	1.221	1.267	1.313	1.358	1.407	1.457	1.508	1.561	1.617	1.674	1.733	1.794
3-SIC	ELECDA SIC	26	27	28	29	30	32	33	34	36	37	38	40	41	43	45	46
4	EMELAT	760	789	821	856	892	929	967	1.005	1.044	1.084	1.126	1.169	1.214	1.260	1.309	1.359
6	CHILQUINTA	2.689	2.800	2.922	3.050	3.183	3.321	3.462	3.597	3.732	3.873	4.018	4.169	4.326	4.488	4.657	4.832
7	CONAFE	1.964	2.045	2.134	2.228	2.395	2.504	2.609	2.710	2.812	2.917	3.026	3.139	3.256	3.377	3.503	3.634
8	EMELCA	17	17	18	19	20	21	22	22	23	24	25	26	27	28	29	30
9	LITORAL	98	102	107	111	116	121	126	131	136	141	147	152	158	164	170	177
10	CHILECTRA	12.336	12.771	13.263	13.774	14.789	15.357	15.912	16.459	17.000	17.560	18.139	18.737	19.355	19.993	20.652	21.333
12	EEC	87	90	94	97	101	104	108	112	116	120	124	128	132	136	141	146
13	TIL-TIL	15	16	17	17	18	19	20	20	21	22	23	24	24	25	26	27
14	EEPA	291	301	313	324	337	349	362	374	387	400	413	427	441	456	471	487
15	LUZ ANDES	10	10	11	11	12	12	13	13	13	14	14	15	15	16	16	17
18	CGE DISTRIBUCIÓN	9.900	10.273	10.697	11.148	11.913	12.440	12.946	13.458	13.974	14.509	15.062	15.636	16.232	16.851	17.493	18.160
20	COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3
21	COOPELAN	96	101	106	110	115	119	124	129	133	138	143	148	153	158	164	170
22	FRONTEL	1.111	1.166	1.221	1.274	1.326	1.379	1.433	1.485	1.538	1.592	1.648	1.706	1.765	1.827	1.891	1.958
23	SAESA	2.417	2.507	2.605	2.707	2.812	2.919	3.029	3.127	3.224	3.324	3.425	3.530	3.639	3.750	3.865	3.983
26	CODINER	80	84	88	91	95	98	102	105	109	112	115	119	123	126	130	134
28	EDECSA	60	63	66	69	72	75	78	81	84	87	90	94	97	101	105	109
29	CEC	124	127	132	136	140	145	149	153	157	160	164	168	172	176	180	184
31	LUZLINARES	135	144	152	159	164	169	175	179	183	188	192	196	201	206	210	215
32	LUZPARRAL	110	118	126	133	139	144	150	155	161	166	172	178	184	191	198	205
33	COPELEC	178	187	197	206	214	222	231	240	248	257	266	275	285	295	305	316
34	COELCHA	64	69	74	78	81	84	88	91	94	97	101	104	108	112	116	120
35	SOCOEPA	31	32	33	34	35	36	38	39	40	41	42	43	44	46	47	48
36	COOPREL	42	44	45	47	49	50	52	53	55	56	58	60	61	63	65	66
39	LUZ OSORNO	166	171	177	184	190	197	203	209	215	221	227	234	240	247	253	260
40	CRELL	101	108	115	121	125	129	134	138	142	146	150	154	158	162	167	171
	TOTAL	34.852	36.185	37.659	39.191	41.652	43.354	45.026	46.668	48.314	50.015	51.772	53.592	55.476	57.428	59.448	61.540

Tabla 13.1- Proyección de demanda final de clientes regulados de empresas distribuidoras, período 2015-2030. [GWh]

Cod Dx	Empresa Dx	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	EMELARI	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
2	ELIOSA	3,9%	3,9%	3,8%	8,6%	3,9%	3,5%	3,3%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%
3-SING	ELECDASING	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
3-SIC	ELECDASIC	3,8%	4,1%	4,2%	4,2%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
4	EMELAT	3,8%	4,1%	4,2%	4,2%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
6	CHILQUINTA	4,1%	4,4%	4,4%	4,4%	4,3%	4,2%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
7	CONAFE	4,1%	4,4%	4,4%	7,5%	4,6%	4,2%	3,9%	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
8	EMELCA	4,1%	4,4%	4,4%	4,4%	4,3%	4,2%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
9	LITORAL	4,1%	4,4%	4,4%	4,4%	4,3%	4,2%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
10	CHILECTRA	3,5%	3,9%	3,9%	7,4%	3,8%	3,6%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
12	EEC	3,4%	3,7%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
13	TIL-TIL	4,1%	4,4%	4,4%	4,4%	4,3%	4,2%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
14	EEPA	3,4%	3,7%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
15	LUZ ANDES	3,4%	3,7%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
18	CGE DISTRIBUCIÓN	3,8%	4,1%	4,2%	6,9%	4,4%	4,1%	4,0%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
20	COOPERSOL	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
21	COOPELAN	5,0%	4,7%	4,4%	4,1%	4,0%	3,9%	3,7%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
22	FRONTEL	5,0%	4,7%	4,4%	4,1%	4,0%	3,9%	3,7%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
23	SAESA	3,7%	3,9%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%
26	CODINER	4,7%	4,5%	4,2%	3,9%	3,8%	3,8%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%
28	EDECSA	4,1%	4,4%	4,4%	4,4%	4,3%	4,2%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
29	CEC	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
31	LUZLINARES	7,0%	5,7%	4,5%	3,2%	3,2%	3,1%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
32	LUZPARRAL	8,0%	6,7%	5,4%	4,1%	4,0%	3,9%	3,7%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
33	COPELEC	5,4%	5,0%	4,5%	4,1%	4,0%	3,9%	3,7%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
34	COELCHA	7,9%	6,7%	5,4%	4,1%	4,0%	3,9%	3,7%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
35	SOCOEPA	3,6%	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
36	COOPREL	3,4%	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
39	LUZ OSORNO	3,4%	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
40	CRELL	7,5%	6,2%	4,9%	3,5%	3,5%	3,4%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
	TOTAL	3,8%	4,1%	4,1%	6,3%	4,1%	3,9%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%

Tabla 13.2- Tasas de crecimiento de proyección de demanda final de empresas distribuidoras, período 2015-2030 [%].

4. Nivel de contratación existente

De conformidad a lo establecido en la Ley y en las normas reglamentarias correspondientes, las empresas concesionarias de distribución, en forma individual o colectiva, han llevado a cabo licitaciones de suministro para contratar el abastecimiento de suministro de energía de sus clientes sometidos a regulación de precios.

En el siguiente cuadro se detallan las licitaciones de suministro adjudicadas desde el 10 de noviembre de 2006 y cuyos contratos se encuentran vigentes.

PROCESO	LICITACIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA
2006/01	CGED 2006/01	CGE Distribución
2006/01	CHL 2006/01	Chilectra y EEPA
2006/01	CHQ 2006/01	Chilquinta, Edecsa, Litoral, Luzlinares y LuzParral
2006/01	EMEL-SIC 2006/01	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
2006/01	SAE 2006/01	CEC, Codiner, Coelcha, Coopelan, Cooprel, Copelec, Crell, Enelsa, Frontel, Luz Osorno, Saesa y Socoepea
2006/01-2	EMEL-SIC 2006/01-2	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
2006/02	CHL 2006/02	Chilectra y EEPA
2006/02-2	CHL 2006/02-2	Chilectra y EEPA
2008/01	CGED 2008/01	CGE Distribución
2008/01	CHQ 2008/01	Chilquinta, Edecsa, Emelca, Litoral, LuzLinares y LuzParral
2008/01	EMEL-SING 2008/01	Emelari, Eliqsa y Elecda
2008/01-2	CGED 2008/01-2	CGE Distribución
2010/01	CHQ 2010/01	Chilquinta y Litoral
2010/01	CHL 2010/01	Chilectra
2013/01	SIC 2013/01	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, TII – Til, Edecsa, Enelsa, Luz andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepea, Crell, Cooprel y Coelcha.
2013/03	SIC 2013/03	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, TII – Til, Edecsa, Enelsa, Luz andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepea, Crell, Cooprel y Coelcha.

Tabla 14: Licitaciones de suministro y empresas distribuidoras participantes

Adicionalmente a las licitaciones señaladas en la tabla anterior, durante el mes de diciembre de 2014 se adjudicó la oferta del último proceso licitatorio SIC 2013/03-2do llamado, correspondiente a todas las empresas distribuidoras del SIC. Sin perjuicio de que los respectivos contratos aún no hayan sido firmados, la energía adjudicada en dicho proceso ha sido considerada para efectos del presente análisis.

Por otro lado, en el nivel de contratación presentado, se consideran a su vez los contratos pactados en forma previa a la publicación de la Ley 20.018, o contratos a precios de nudo de corto plazo, que aún se encuentren vigentes, y por el tiempo en que éstos lo estén.

En conformidad con lo anterior, el nivel de contratación base de energía de cada empresa distribuidora para el período 2015-2030, respecto de las adjudicaciones de los procesos licitatorios realizados a la fecha y considerando las componentes base de los bloques de suministro, son los siguientes:

Cod	Concesionaria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Emelari	338	362	362	362	362	362	362	362	362	362	362	362	-	-	-	-
2	Eliqsa	662	708	708	708	708	708	708	708	708	708	708	708	-	-	-	-
3-SING	Elecda SING	1.150	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	1.230	-	-	-	-
3-SIC	Elecda SIC	22	22	23	25	32	29	27	25	24	23	12	12	12	12	12	12
4	Emelat	789	784	794	849	977	837	796	742	728	697	308	277	275	271	274	276
6	Chilquinta	2.796	2.796	2.882	2.991	3.188	3.232	3.248	3.230	3.243	2.153	1.404	1.353	824	801	796	791
7	Conafe	1.929	1.192	1.090	1.330	1.977	1.799	1.636	1.444	1.382	1.273	787	646	638	625	626	626
8	EMELCA	22	22	22	23	23	24	25	25	26	10	8	8	8	8	8	8
9	Litoral	100	100	102	107	116	117	118	117	118	76	46	44	32	31	31	31
10	Chilectra ²	11.827	12.378	12.726	13.326	14.616	14.728	13.757	11.930	10.477	8.282	7.135	5.108	5.062	3.852	3.839	3.827
14	EEPA	409	408	407	407	412	412	337	325	218	203	182	99	96	94	94	94
18	CGE Distribución	9.685	9.824	10.074	9.988	12.384	11.989	11.675	9.534	9.317	7.685	3.982	3.600	3.564	3.497	3.507	3.515
20	Coopersol	2	2	3	3	4	4	5	6	7	8	9	9	9	9	9	9
21	Coopelan	98	93	92	101	122	90	80	68	64	57	39	34	33	33	32	32
22	Frontel	1.145	1.126	1.135	1.217	1.408	999	878	739	692	615	437	385	381	373	373	374
23	Saesa	2.601	2.507	2.506	2.671	3.088	2.172	1.914	1.620	1.520	1.355	954	847	839	823	826	828
26	Codiner	76	77	79	86	102	74	66	60	56	50	35	33	33	33	34	34
28	EDECSA	67	68	70	73	77	79	79	79	79	42	23	22	21	21	20	20
29	CEC	138	139	142	157	189	140	126	108	101	90	64	57	57	56	57	57
31	LuzLinares	127	130	133	140	155	156	156	153	153	93	46	42	42	41	41	41
32	LuzParral	115	115	115	117	125	129	131	131	132	65	38	37	37	36	37	37
33	Copelec	192	190	194	215	264	198	177	152	144	130	92	83	84	83	85	86
34	Coelcha	82	72	71	81	108	89	81	71	68	62	42	34	32	30	28	27
35	Socoepa	40	42	43	47	54	38	34	29	28	25	19	18	18	18	19	19
36	Cooprel	44	44	46	51	64	50	46	40	39	35	26	25	26	26	27	29
39	Luz Osomo	171	163	162	172	200	146	130	111	104	94	64	55	55	54	54	54
40	Crell	112	109	110	127	167	135	122	105	99	89	59	51	51	49	49	49
	TOTAL	34.737	34.702	35.322	36.604	42.151	39.967	37.943	33.144	31.120	25.511	18.113	15.177	12.227	10.878	10.877	10.877

Tabla 15.1.- Nivel de contratación base de empresas distribuidoras [GWh]

El nivel de contratación total de energía de cada empresa distribuidora para el período 2015-2030, respecto de las adjudicaciones de los procesos licitatorios realizados a la fecha y considerando las componentes base y variables de los bloques de suministro, son los siguientes:

² Las empresas distribuidoras Til-Til, Colina y LuzAndes mantienen un mandato de suministro con la empresa Chilectra, por lo que no aparecen con energía contratada en la tabla anterior.

Cod	Concesionaria	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Emelari	372	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	-	-	-	-
2	Eliqsa	728	779	779	779	779	779	779	779	779	779	779	779	-	-	-	-
3-SING	Elecda SING	1.265	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	-	-	-	-
3-SIC	Elecda SIC	23	23	23	26	33	30	29	26	26	24	14	13	13	13	13	14
4	Emelat	805	799	810	871	1.011	886	842	782	767	732	339	304	303	299	301	303
6	Chilquinta	3.005	3.005	3.100	3.220	3.437	3.486	3.503	3.483	3.498	2.299	1.544	1.488	907	882	876	870
7	Conafe	1.973	1.304	1.192	1.456	2.167	1.979	1.800	1.589	1.520	1.400	866	710	702	688	688	689
8	EMELCA	24	24	24	25	25	27	28	28	28	11	9	8	8	9	9	9
9	Litoral	107	107	110	115	124	126	127	126	127	80	51	49	35	34	34	34
10	Chilectra ³	13.125	13.731	14.114	14.774	16.194	16.316	15.228	13.192	11.573	9.134	7.873	5.619	5.568	4.237	4.223	4.210
14	EEPA	454	453	452	452	457	457	373	361	241	225	201	108	106	104	104	103
18	CGE Distribución	10.356	10.509	10.784	10.690	13.325	12.949	12.603	10.418	10.179	8.384	4.381	3.960	3.921	3.847	3.857	3.867
20	Coopersol	2	2	3	3	4	4	5	6	7	8	9	9	9	9	9	9
21	Coopelan	102	96	95	105	127	99	88	75	70	63	43	37	37	36	36	36
22	Frontel	1.170	1.149	1.159	1.249	1.459	1.099	965	813	761	676	480	424	419	410	411	411
23	Saesa	2.666	2.563	2.561	2.743	3.202	2.389	2.106	1.782	1.672	1.490	1.049	932	923	905	908	911
26	Codiner	77	78	80	88	106	81	72	66	62	55	39	36	36	36	37	38
28	EDECSA	72	74	76	78	83	85	85	85	85	45	26	24	23	23	22	22
29	CEC	140	142	146	161	197	154	138	119	111	99	70	63	63	62	62	63
31	LuzLinares	136	139	142	150	167	168	167	164	164	98	51	46	46	45	45	45
32	LuzParral	124	124	125	126	135	139	142	142	143	69	42	40	40	40	40	41
33	Copelec	197	195	199	222	277	218	195	167	159	143	101	92	92	92	93	95
34	Coelcha	86	76	74	86	115	98	89	78	75	68	46	37	35	33	31	30
35	Socoepa	40	42	44	47	55	42	37	32	31	27	21	20	20	20	21	21
36	Cooprel	45	45	47	53	67	55	50	44	42	39	29	27	28	29	30	32
39	Luz Osomo	176	167	166	178	209	161	143	122	115	103	70	61	60	59	59	59
40	Crell	117	113	115	133	177	149	134	116	109	98	65	56	56	54	54	54
	TOTAL	37.388	37.491	38.172	39.583	45.684	43.728	41.478	36.345	34.095	27.901	19.948	16.694	13.449	11.964	11.964	11.964

Tabla 15.2.- Nivel de contratación total de empresas distribuidoras [GWh]

Cabe señalar que en virtud de las adjudicaciones realizadas en el proceso licitatorio SIC 2013/03-2° llamado, se considera que el contrato correspondiente a la empresa generadora Campanario con CGE Distribución, se encuentra cubierto a partir del año 2018 a través de la adjudicación del bloque N°3 de dicha licitación.

De la información anterior se puede apreciar gráficamente la siguiente evolución del nivel de contratación agregado de las empresas concesionarias, considerando tanto las componentes base como variable de los bloques de suministro:

³ Las empresas distribuidoras Til-Til, Colina y LuzAndes mantienen un mandato de suministro con la empresa Chilectra, por lo que no aparecen con energía contratada en la tabla anterior.

Nivel de Contratación Total (GWh)

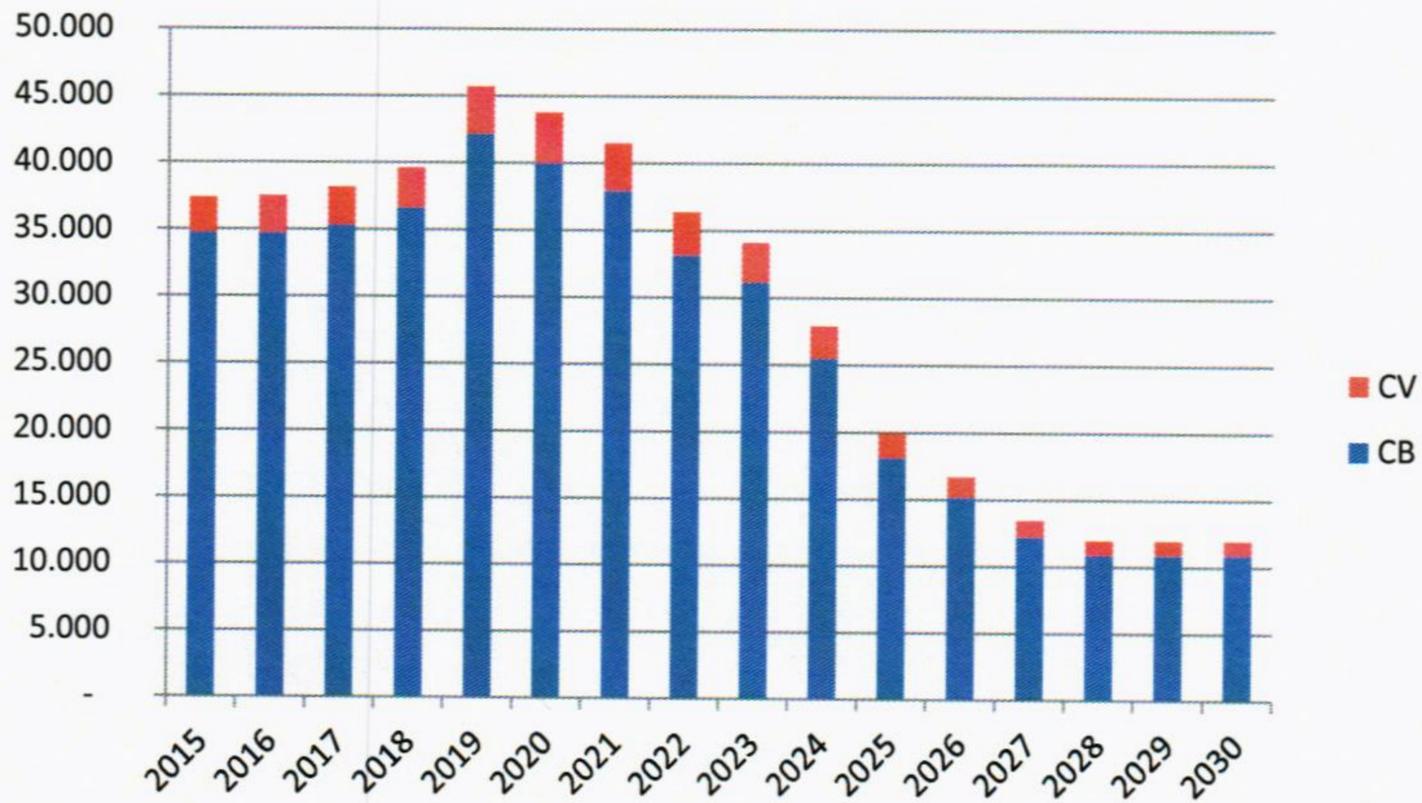


Figura 15.- Nivel de contratación total de empresas distribuidoras [GWh]

5. Necesidades de suministro a contratar

A partir de la información de proyecciones de demanda a nivel troncal presentada en el punto 3, y los niveles de contratación presentados en el punto 4 anterior, se proyectan las necesidades de suministro de cada empresa distribuidora como la diferencia entre ambos términos, para el período 2015 a 2030, donde un valor positivo representa un superávit de contratación y un valor negativo representa un déficit o necesidad de suministro.

Para efectos de determinar las necesidades de suministro de las empresas distribuidoras, se estima que para licitaciones de largo plazo, con inicio de suministro para el año 2021 en adelante, las empresas distribuidoras deben satisfacer su demanda con las componentes base de contratos propios, por lo que no se consideran las componentes variables en el nivel de contratación de dicho período ni tampoco el uso del mecanismo de traspaso de excedentes establecido en el artículo 145° quáter de la Ley, de modo de mantener individualmente la holgura que permita absorber variaciones no esperadas de demanda.

En el corto plazo, correspondiente al período comprendido entre los años 2016 al 2020, ambos inclusive, se consideran las componentes variables como parte del nivel de contratación de las empresas distribuidoras, así como también el uso parcial del mecanismo de traspaso de excedentes para aportar a satisfacer la demanda, de modo de solventar las necesidades de suministro a corto plazo. Lo

anterior sin perjuicio de las licitaciones de corto plazo que se estimen necesarias realizar en dicho período, y que permitan mantener un grado de holgura suficiente para absorber variaciones no esperadas de demanda, según lo establecido en el numeral 7, "Condiciones especiales de licitación", del presente informe.

Cabe señalar que en consideración del Plan de Expansión Anual del Sistema de Transmisión Troncal, Período 2014-2015, establecido en el Resolución Exenta CNE N°96 de fecha 2 de marzo de 2015, se considera operativa la interconexión de los sistemas SIC y SING a partir del año 2018, por lo que las necesidades de suministro se analizan en forma conjunta a partir de dicho año.

De acuerdo a lo señalado, y considerando los niveles de contratación señalados en la tabla 16 del numeral 4 del presente informe, las necesidades de suministro a corto plazo de las empresas distribuidoras determinadas por la Comisión, así como el total de excedentes contratados y de déficits estimados, son los que se muestran en la tabla a continuación:

Cod Dx	Empresa Dx	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	EMELARI	33	46	33	19	4	-10
2	ELIQSA	174	203	181	158	105	79
3-SING	ELECDA SING	214	261	219	176	132	86
3-SIC	ELECDA SIC	-3	-4	-5	-3	3	-1
4	EMELAT	45	10	-11	15	119	-42
6	CHILQUINTA	316	205	178	171	253	165
7	CONAFE	9	-741	-942	-772	-227	-524
8	EMELCA	7	6	6	6	6	6
9	LITORAL	9	5	3	3	8	5
10	CHILECTRA	789	960	851	1.000	1.404	959
12	EEC	-87	-90	-94	-97	-101	-104
13	TIL-TIL	-15	-16	-17	-17	-18	-19
14	EEPA	163	152	140	127	121	108
15	LUZ ANDES	-10	-10	-11	-11	-12	-12
18	CGE DISTRIBUCIÓN	0	0	0	0	0	0
20	COOPERSOL	457	236	87	-458	1.411	509
21	COPELAN	0	1	1	2	2	2
22	FRONTEL	6	-5	-11	-6	13	-20
23	SAESA	59	-17	-61	-26	133	-280
26	CODINER	250	56	-44	36	390	-531
28	EDECSA	-3	-5	-7	-3	11	-17
29	CEC	11	11	10	10	12	10
31	LUZLINARES	17	15	14	26	56	9
32	LUZPARRAL	0	0	0	0	0	0
33	COPELEC	1	-5	-10	-9	2	-2
34	COELCHA	15	6	-2	-7	-4	-5
35	SOCOEPA	19	8	3	17	63	-5
36	COOPREL	22	7	1	8	34	14
39	LUZ OSORNO	10	10	11	13	20	5
40	CRELL	3	2	2	6	19	4
Total	TOTAL SIC	2.233	1.693	1.305	1.806	4.393	1.982
Excedentes	TOTAL SING	421	512	434			
Total	TOTAL SIC	-119	-899	-1.226	-1.414	-361	-1.608
Déficit	TOTAL SING	0	0	0			

Tabla 16.1.- Necesidades de suministro de corto plazo de empresas distribuidoras [GWh]

De la misma forma, y considerando los niveles de contratación base señalados en la tabla 15 del numeral 4 del presente informe, las necesidades de suministro a largo plazo de las empresas distribuidoras determinadas por la Comisión, así como el total de excedentes contratados y de déficits estimados, son los que se muestran en la tabla a continuación:

Cod Dx	Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	EMELARI	-61	-76	-92	-108	-124	-141	-521	-540	-559	-578
2	ELIQSA	-16	-41	-66	-92	-119	-148	-885	-915	-946	-978
3-SING	ELECDA SING	-83	-128	-177	-227	-278	-331	-1.617	-1.674	-1.733	-1.794
3-SIC	ELECDA SIC	-6	-10	-11	-14	-26	-28	-30	-31	-33	-34
4	EMELAT	-171	-263	-316	-388	-818	-892	-939	-989	-1.035	-1.083
6	CHILQUINTA	-213	-366	-489	-1.720	-2.615	-2.816	-3.501	-3.687	-3.861	-4.041
7	CONAFE	-973	-1.266	-1.430	-1.644	-2.238	-2.493	-2.618	-2.752	-2.877	-3.008
8	EMELCA	3	3	3	-14	-17	-18	-19	-20	-21	-22
9	LITORAL	-8	-14	-19	-66	-100	-108	-126	-133	-139	-145
10	CHILECTRA	-2.155	-4.529	-6.523	-9.278	-11.003	-13.628	-14.293	-16.141	-16.813	-17.506
12	EEC	-108	-112	-116	-120	-124	-128	-132	-136	-141	-146
13	TIL-TIL	-20	-20	-21	-22	-23	-24	-24	-25	-26	-27
14	EEPA	-25	-49	-169	-197	-231	-328	-345	-362	-377	-393
15	LUZ ANDES	-13	-13	-13	-14	-14	-15	-15	-16	-16	-17
18	CGE DISTRIBUCIÓN	-1.271	-3.924	-3.757	-6.824	-11.079	-12.036	-12.667	-13.353	-13.986	-14.644
20	COOPERSOL	3	4	5	5	7	6	6	6	6	6
21	COPELAN	-44	-61	-70	-81	-104	-114	-120	-126	-131	-137
22	FRONTEL	-555	-746	-846	-977	-1.211	-1.320	-1.385	-1.454	-1.518	-1.584
23	SAESA	-1.114	-1.507	-1.704	-1.969	-2.471	-2.684	-2.800	-2.927	-3.039	-3.155
26	CODINER	-36	-46	-52	-62	-80	-86	-90	-93	-97	-100
28	EDECSA	1	-2	-5	-45	-67	-72	-76	-80	-84	-88
29	CEC	-24	-45	-55	-70	-100	-110	-115	-119	-123	-127
31	LUZLINARES	-19	-26	-30	-95	-146	-154	-159	-165	-169	-174
32	LUZPARRAL	-19	-24	-28	-102	-134	-142	-148	-155	-161	-168
33	COPELEC	-54	-88	-104	-127	-174	-192	-201	-211	-220	-229
34	COELCHA	-7	-20	-26	-35	-59	-70	-76	-82	-87	-93
35	SOCOEPA	-4	-10	-12	-16	-23	-25	-26	-27	-28	-29
36	COOPREL	-6	-14	-16	-21	-32	-35	-36	-37	-37	-38
39	LUZ OSORNO	-74	-99	-111	-128	-164	-178	-185	-193	-200	-207
40	CRELL	-12	-33	-42	-56	-91	-103	-107	-113	-118	-122
	TOTAL Excedentes	8	7	7	5	7	6	6	6	6	6
	TOTAL Déficits	-7.091	-13.531	-16.301	-24.509	-33.666	-38.422	-43.256	-46.556	-48.577	-50.669

Tabla 16.2.- Necesidades de suministro de largo plazo de empresas distribuidoras [GWh]

6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica

Los compromisos de suministro de las empresas generadoras son satisfechos mediante la adquisición de energía y potencia en el mercado mayorista, independientemente del nivel de generación de sus unidades, con el objeto de abastecer a sus clientes, tanto regulados como no sometidos a regulación de precios, de acuerdo a lo dispuesto en sus respectivos contratos bilaterales y en conformidad a lo establecido en la normativa eléctrica.

En el contexto señalado anteriormente, es posible calcular la Energía Disponible Estimada que cada empresa generadora podría aportar al sistema en el horizonte de análisis. Esta energía no corresponde necesariamente a la energía esperada que inyectará cada central, ni tampoco, dada las características del mercado mayorista, debe tener un correlato con los contratos que cada empresa generadora pueda suscribir con sus clientes, dado el carácter financiero, no físico, de los mismos.

Para el cálculo de la Energía Disponible Estimada anual del sistema, se consideró el parque generador actualmente en operación y aquel considerado como en construcción de acuerdo a la Resolución Exenta N°75, de fecha 13 de febrero de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, que actualiza y comunica obras de generación en construcción, utilizándose diversos criterios dependiendo de la tecnología de cada una de las unidades generadoras. De esta forma, en el caso de las centrales hidráulicas se utilizó la generación promedio esperada en el horizonte analizado, correspondiente una hidrología seca, considerando como tal el año de la estadística hidrológica más cercana al 90% de probabilidad de excedencia. En el caso de las centrales térmicas, se consideró la potencia máxima de las unidades, afectada por la indisponibilidad programada y forzada de la estadística de 5 años para cada unidad, publicada por los respectivos CDEC. En el caso de las centrales eólicas, se utilizó la información correspondiente a lo considerado por el CDEC-SIC para el cálculo preliminar de potencia firme 2015, mientras que en el caso de las centrales solares, se utilizó la estadística existente de generación real. Cabe señalar que para el caso de las centrales cuya información estadística resultaba insuficiente para efectuar una estimación adecuada, se aproximó su disponibilidad o hidrología, según corresponda, con centrales similares en términos de ubicación y/o tamaño. Éste cálculo se muestra en la siguiente tabla del parque generador considerado:

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SING	30.043	33.795	40.187	40.197	40.197	40.197	40.197	40.197	40.197	40.197	40.197	40.197	40.197	40.197	40.197	40.197
SIC	84.824	85.140	85.492	87.313	88.104	88.403	88.702	88.702	88.702	88.702	88.702	88.702	88.702	88.702	88.702	88.702
TOTAL	114.867	118.935	125.679	127.509	128.300	128.599	128.899	128.899	128.899	128.899	128.899	128.899	128.899	128.899	128.899	128.899

Tabla N° 17: Energía Disponible Anual [GWh]

Por otra parte, es posible determinar el nivel de contratación que actualmente tiene cada una de las empresas participantes del mercado mayorista, en virtud de los contratos suscritos con sus clientes. Para ello, y con el objeto de disponer de antecedentes actualizados, la Comisión solicitó mediante carta CNE N°62 de fecha 6 de febrero de 2015 dirigida a las empresas generadoras, *“informar en forma detallada los niveles de energía y potencia contratados por vuestra empresa desde el año 2015 hasta 2030, considerando los contratos destinados a abastecer a clientes libres y clientes sometidos a regulación de precios, que hayan iniciado o inicien suministro en el período previamente indicado”*.

Adicionalmente, esta información fue contrastada y analizada con otros antecedentes que esta Comisión dispone, como la información entregada por las empresas generadoras en relación a procesos de solicitud de antecedentes relativa a contratos de suministro efectuada con anterioridad, y con la información que los CDEC deben disponer, de acuerdo a lo establecido en el artículo 37° del Decreto Supremo N° 291 de 2007, que Aprueba Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga, que establece que las Direcciones de Peajes de cada CDEC deben *“llevar un registro público con las características principales de los contratos de suministro vigente en el respectivo sistema eléctrico. Las características a registrar deberán ser las siguientes: plazos de vigencia, indicación de los 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”*.

Sobre la base de lo señalado, el nivel de contratación anual y el margen de energía disponible en el horizonte de análisis es el siguiente:

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Energía Contratada	80.290	78.563	77.945	77.164	82.690	79.393	73.189	67.640	62.918	54.873	43.369	39.146	34.581	30.681	27.781	25.089
Margen disponible	34.578	40.372	47.734	50.345	45.610	49.207	55.710	61.258	65.980	74.026	85.530	89.752	94.317	98.217	101.118	103.810

Tabla N° 18: Energía contratada anual y margen [GWh]

Cabe señalar que los valores presentados corresponden a la energía total disponible considerando ciertos criterios de disponibilidad para cada tecnología, y no necesariamente representan un despacho esperado de las unidades de generación, incluyéndose la generación completa del parque existente y en construcción, sin considerar si la misma responde a criterios de eficiencia, ni tampoco la expansión esperada del parque generador que no corresponda a centrales en construcción.

Por su parte, la energía contratada no corresponde a una proyección de demanda, sino que a la energía máxima que de acuerdo a lo informado por las empresas suministradoras, tienen comprometida con sus clientes en caso que éstos lo requieran.

Del análisis de las tablas N° 17 y 18, es posible observar, comparando la Energía Disponible Estimada con la Energía Contratada, que de manera agregada existe un margen razonable de energía disponible por parte de los sistemas eléctricos para abastecer a sus compromisos de suministro y a la demanda que pudiera necesitar futuros contratos de suministro. El resultado positivo de este margen refleja la suficiencia del sistema frente a la demanda contratada.

Se debe tener en cuenta que el ejercicio presentado es referencial, debido a que no incluye las consideraciones sobre la estrategia de contratación de las empresas generadoras, ni tampoco refleja necesariamente el margen individual de energía que cada empresa generadora tendría disponible en forma efectiva, ya que para ello se deben tener en consideración los criterios que definan los agentes privados en términos de riesgo, disponibilidad, generación esperada, condiciones especiales de generación, entre otros. Finalmente, un mayor detalle y desglose de la información presentada en las tablas anteriores, se puede consultar en los archivos de respaldo del presente Informe Final.

7. Condiciones especiales de licitación

En consideración de las necesidades de suministro resultantes, de acuerdo a lo expuesto en el numeral 5 del presente informe, se determina como condición especial la necesidad de realizar una licitación de corto plazo para el SIC, en conformidad a las disposiciones establecidas en el artículo 135° bis de la Ley.

Se considera que para el año 2016 los déficits observados pueden ser cubiertos con los excedentes del sistema disponibles en dicho año, por lo que el inicio de suministro para dicha licitación de corto plazo se determina para el año 2017, de manera de lograr mejores condiciones de competencia para el suministro licitado. Los volúmenes de energía asociados a las licitaciones de corto y largo plazo que se han determinado, se presentan en el numeral siguiente.

Cabe señalar que en virtud de los objetivos de eficiencia y competencia, las licitaciones deben ser capaces de promover la participación de todo tipo de medios de generación. A su vez, sobre la base del objetivo de seguridad del sistema, las licitaciones podrán promover la incorporación de mayor capacidad de generación eficiente al mismo.

En consideración a lo anterior, adicionalmente podrán contemplarse mecanismos de evaluación que permitan valorar los distintos niveles de riesgo que enfrentan

ofertas de nuevos proyectos de generación respecto de aquellas ofertas en base a generación existente. Asimismo, se podrán considerar elementos que contribuyan con el logro de la diversificación del sistema, facilitando la participación de proyectos nuevos de generación en base a medios ERNC.

Las disposiciones específicas que permitan alcanzar los objetivos señalados, si las hubiere, estarán contenidas en las bases de licitación que den inicio al proceso correspondiente.

8. Proyección de los procesos de licitación de suministro

De acuerdo a lo establecido en el artículo 131° ter de la Ley, a continuación se informa la proyección indicativa de los procesos de licitación de suministro que deberían efectuarse dentro de los próximos cuatro años, en concordancia con las necesidades de suministro determinadas en el numeral 5 de presente informe.

Año Llamado a Licitación	Año de Adjudicación	Inicio del Suministro	Volumen a Licitar (GWh)	Duración (años)
2015	2015	2017	1.000	20
2015	2016	2021	12.500 (6.000 el primer año)	20
2016	2017	2023	3.000	20
2017	2018	2024	8.000	20

Tabla N° 19: Próximos procesos de licitación propuestos

Los montos de energía señalados en la tabla anterior, corresponden a la componente base del bloque de suministro licitado, sin perjuicio de la componente variable que se adicione para conformar el bloque de suministro, en conformidad a lo señalado en el artículo 19 del Decreto Supremo N°4 de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento de Licitaciones de Suministro.

Cabe señalar que las especificaciones respecto del diseño particular de los bloques de suministro corresponden a materia de bases de licitación y se establecerán en las mismas una vez se realicen los llamados a licitación respectivos.

ANEXO 1. Distribución referencial de la demanda por punto de compra.

Cod	Empresa	Lagunas 220	Atacama 220	Crucero 220	Encuentro 220	Tarapaca 220	Diego de Almagro 220	Cardones 220	Maitencillo 220	Pan de Azucar 220	Los Vilos 220	Quillota 220	Nogales 220	Polpaico 220	Melipilla 220
1	EMELARI	26,0%	0,0%	1,5%	0,0%	72,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	ELIQSA	18,9%	0,0%	0,8%	0,0%	80,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
20	COOPERSOL	39,1%	0,0%	0,0%	0,0%	60,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3-SING	ELECDASING	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3-SIC	ELECDASIC	0,0%	8,4%	77,7%	13,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	EMELAT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,7%	76,7%	16,5%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6	CHILQUINTA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	85,5%	3,2%	2,6%	8,7%
7	CONAFE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,1%	54,1%	21,1%	22,0%	0,7%	0,0%	0,0%
8	EMELCA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	95,7%	4,3%	0,0%	0,0%
9	LITORAL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	78,8%	4,1%	0,0%	17,1%

Cod	Empresa	Quillota 220	Nogales 220	Polpaico 220	Melipilla 220	Chena 220	Alto Jahuel 220	Cerro Navia 220	Rapel 220	Ancoa 220	Itahue 220	Colbun 220	Charrua 220	Hualpen 220	Temuco 220	Lagunillas 220
10	CHILECTRA	0,2%	0,0%	22,2%	0,0%	19,0%	31,3%	27,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%
12	COLINA	8,3%	0,0%	12,0%	0,0%	17,4%	17,3%	45,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
13	TILTIL	47,3%	2,1%	5,4%	0,0%	9,6%	11,2%	24,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
14	EEPA	0,0%	0,0%	16,9%	0,0%	17,9%	52,0%	13,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
15	LUZANDES	0,0%	0,0%	29,3%	0,0%	6,5%	52,1%	12,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
18	CGED	0,0%	0,0%	2,6%	3,3%	4,2%	25,3%	2,8%	3,1%	3,9%	20,8%	0,1%	16,8%	6,7%	7,1%	3,2%
21	COPELAN	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%
22	FRONTEL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	44,6%	33,4%	0,0%	21,4%
28	EDECSA	94,7%	4,3%	0,2%	0,0%	0,2%	0,2%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Cod	Empresa	Ancoa 220	Itahue 220	Charrua 220	Hualpen 220	Temuco 220	Lagunillas 220	Valdivia 220	Barro Blanco 220	Puerto Montt 220	Los Ciruelos 220
23	SAESA	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	1,7%	0,0%	23,2%	18,2%	54,5%	2,2%
26	CODINER	0,0%	0,0%	10,8%	0,0%	89,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
29	CEC	0,0%	98,1%	1,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
31	LUZLINARES	40,9%	27,0%	32,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
32	LUZPARRAL	25,1%	18,0%	56,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
33	COPELEC	0,0%	5,5%	94,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
34	COELCHA	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
35	SOCOPEPA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	78,2%	21,8%	0,0%	0,0%
36	COOPREL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	42,2%	57,8%	0,0%	0,0%
39	LUZOSORNO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	19,3%	68,6%	12,1%	0,0%
40	GRELL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	11,8%	88,2%	0,0%

Tabla N° 20: Distribución referencial por punto de compra

**Comisión Nacional
de Energía**

Ministerio de Energía

Artículo Segundo.- Notifíquese la presente resolución mediante envío a las respectivas casillas de correo electrónico de las concesionarias de distribución, empresas generadoras e instituciones y usuarios interesados.

Artículo Tercero.- Publíquese la presente resolución en forma íntegra en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese y Publíquese.


ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA


CZR/ISD/MOC/REJA/JCB/AFEP/LCE/GFS/gav
Distribución
- Gabinete Secretario Ejecutivo CNE
- Depto. Jurídico CNE
- Depto. Regulación Económica CNE
- Depto. Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE