

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

SANTIAGO, 29 de septiembre de 2020

RESOLUCIÓN EXENTA CNE N° 373

VISTOS:

- a) Las facultades que me confiere el artículo 9°, letra h), del D.L. N° 2.224, de 1978, del Ministerio de Minería, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión" o "CNE", modificado por la Ley N° 20.402;
- b) Lo establecido en los artículos 131° bis y 131° ter del D.F.L. N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en especial las introducidas por la Ley N° 20.805, en adelante e indistintamente "la Ley" o "Ley General de Servicios Eléctricos";
- c) Lo establecido en los artículos 14 y siguientes del Decreto Supremo N° 106, de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica y deroga el Decreto Supremo N° 4, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, modificado por el Decreto Supremo N° 67, de 2017, del Ministerio de Energía, en adelante "el Reglamento";
- d) Lo establecido en la Resolución Exenta N° 81, de la Comisión, de 13 de marzo de 2020, que declaró abierto el proceso para formar el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley;
- e) La Resolución Exenta N° 184, de la Comisión, de 04 de junio de 2020, que crea el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley;
- f) La Resolución Exenta N° 263, de la Comisión, de 21 de julio de 2020, que aprueba Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley;

- g) La Resolución Exenta N° 365, de la Comisión, de fecha 23 de septiembre de 2020, que aprueba respuestas a observaciones del Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley; y,
- h) Lo dispuesto en la Resolución N°7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 131° bis de la Ley, corresponderá a la Comisión 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 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, asimismo, las concesionarias de distribución, empresas generadoras y aquellas instituciones y usuarios interesados, esto es, toda persona natural o jurídica que pudieran tener interés directo o eventual en el proceso de licitación, y que se hubiese inscrito en el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados, 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 hábiles contados desde su publicación;
- 4) Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 15 del Reglamento, las observaciones al informe preliminar de licitaciones se referirán a aspectos o materias de carácter técnico, y se deberán remitir por vía electrónica a la dirección y en el formato que la Comisión disponga al efecto, debiendo adjuntar a las mismas todos los antecedentes que le sirvan de sustento;

- 5) Que, de acuerdo a lo dispuesto en los artículos 14 y 15 del Reglamento, las concesionarias de distribución, las empresas generadoras, y las instituciones y usuarios interesados, dentro del plazo y en la forma prescrita por dicho Reglamento, presentaron ante la Comisión sus observaciones de carácter técnico al informe preliminar de licitaciones a que hace referencia el literal f) de vistos;
- 6) Que, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 17 del Reglamento, dentro de los 30 días siguientes al vencimiento del plazo para formular observaciones técnicas al informe preliminar de licitaciones, la Comisión ha dado respuesta de manera fundada todas las observaciones técnicas que se hubieren formulado mediante la Resolución Exenta N° 365 indicada en el literal g) de vistos.
- 7) Que, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 14 del Reglamento, la Comisión anualmente, a más tardar en el mes de septiembre, deberá publicar el Informe Final de Licitaciones, el que deberá contemplar una proyección de los procesos de Licitación que deberían efectuarse dentro de los próximos 4 años. Dentro del plazo de 15 días contados desde la publicación señalada precedentemente, podrán ser sometidas al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que se produzcan en relación con las proyecciones de demanda contenidas en el Informe Final de Licitaciones, el que deberá resolver conforme a lo dispuesto en el artículo 211° de la Ley; y,
- 8) Que, a este efecto, la Comisión viene en aprobar el Informe Final de Licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el siguiente Informe Final de Licitaciones:



**LICITACIONES DE
SUMINISTRO ELÉCTRICO**

INFORME FINAL

**SEPTIEMBRE 2020
SANTIAGO – CHILE**

ÍNDICE

1. Introducción	3
2. Supuestos y metodologías utilizadas.....	4
3. Proyecciones de demanda	6
3.1. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria	7
3.2. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional	9
3.3. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios	11
3.4. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios	11
3.5. Generación Residencial	14
3.6. Electromovilidad	16
3.7. Proyección de Demanda Total Informada por Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional.....	18
3.8. Antecedentes de demanda histórica de clientes regulados.....	20
3.9. Metodología de ajuste de previsión de demanda	22
3.10. Eficiencia Energética.....	25
3.11. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios	26
3.12. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios	30
3.13. Generación Residencial	30
3.14. Electromovilidad.....	32
3.15. Proyecciones de demanda ajustadas.....	34
4. Nivel de contratación existente	37
5. Necesidades de suministro a contratar.....	41
6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica.....	44
7. Condiciones especiales de licitación	48
8. Proyección de los procesos de licitación de suministro	48

INFORME FINAL- LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

1. Introducción

El presente documento corresponde al Informe Final de Licitaciones de Suministro Eléctrico, que la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, debe elaborar anualmente en cumplimiento de lo establecido en el artículo 131° ter del D.F.L. N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “la Ley”, y sus modificaciones posteriores, en especial las introducidas por la Ley N° 20.805, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 14° y siguientes del Decreto Supremo N°106, de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica y deroga el Decreto Supremo N°4, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción”, y su modificación posterior en adelante e indistintamente el “Reglamento de Licitaciones”. Lo anterior, 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. El presente informe contempla, además, una proyección de los procesos de licitación de suministro que deberían efectuarse dentro de los próximos cuatros años.

Para dichos efectos, y en conformidad a lo establecido en el inciso final del artículo 131° de la Ley, la Comisión solicitó a través de Oficio Ordinario CNE N°191, de fecha 17 de marzo de 2020, en adelante “Of. Ord. CNE N°191” la información que las empresas concesionarias de servicio público de distribución, en adelante e indistintamente las “empresas distribuidoras”, 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. Adicionalmente, en el caso de Sociedad de Ingeniería Eléctrica Mataquito Ltda., en adelante “Mataquito”, se recibió con fecha 25 de septiembre de 2020 un correo informando en forma justificada sus proyecciones de demanda, información que fue incluida en el presente informe.

Las necesidades de suministro determinadas en este informe se establecen considerando que las empresas distribuidoras 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 empresas distribuidoras dispongan de contratos de suministro de largo plazo para satisfacer los consumos de sus clientes sometidos a regulación de precios, con una antelación mínima de cinco años a la fecha de inicio del suministro.

2. Supuestos y metodologías utilizadas

A partir de la información recibida por parte de las empresas distribuidoras en respuesta al Of. Ord. CNE N°191, 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 presente informe.

Cabe señalar que, según lo indicado en el referido Of. Ord. CNE N°191, la proyección de demanda se solicitó a nivel de subestaciones primarias, debiendo además referenciarse la energía respectiva a nivel del sistema de transmisión nacional en forma agregada, es decir, determinando la demanda de energía correspondiente a nivel del sistema de transmisión nacional, aplicando los respectivos factores esperados de pérdidas de energía determinados por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “Coordinador”, durante el mes de abril y correspondientes al mes de marzo, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 24 de la Resolución Exenta CNE N°778, de 2016, modificada por la Resolución Exenta CNE N°203, de 2017, la Resolución Exenta CNE N°558, de 2017, y la Resolución Exenta CNE N°703 de 2018, en adelante “Resolución Exenta CNE N°778”. Adicionalmente se solicitó acompañar la proyección de cada empresa con un informe que incluyera los antecedentes, la metodología y criterios utilizados en la proyección. Asimismo, se consideró en el análisis las observaciones técnicas al Informe Preliminar de Licitaciones, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 263, de 21 de julio de 2020, enviadas por las empresas distribuidoras, empresas generadoras e instituciones y usuarios interesados a que hace referencia el artículo 131° ter de la Ley.

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 todas las empresas distribuidoras, a excepción de Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda., en adelante “Coopersol”, y de Mataquito, que justifican las proyecciones y tasas

tendenciales obtenidas para el presente informe, se basan en los resultados del estudio conjunto contratado a la consultora Valgesta Energía SpA, “Estudio de Previsión de Demanda Eléctrica Regulada 2020-2040”¹ en el que realizaron proyecciones de consumo mensuales desde enero 2021 a diciembre 2040 y, adicionalmente, para el año 2020 se propuso una metodología no tendencial en la que se consideró información real del primer cuatrimestre, la que luego se ajustó para el resto del año en base a los requerimientos de cada distribuidora. Este estudio trabajó con una modelación econométrica por barra de transmisión nacional, considerando datos históricos desde el año 2011 al 2019 en forma mensual.

Las modelaciones consideradas por parte de esta Comisión son aquellas que muestran crecimientos tendenciales, es decir, sin incluir efectos por eficiencia energética, generación residencial, ni electromovilidad ni traspasos de clientes regulados al régimen libre, los que se incluyen con posterioridad según se describe en los numerales siguientes. Adicionalmente, la modelación del año 2020 no se consideró.

Las proyecciones de la empresa Coopersol y Mataquito se basaron en estimaciones de incorporación de nuevos clientes, y en las solicitudes de aumento de potencia suministrada, obteniendo tasas de crecimiento mensuales. En el mediano plazo se proyectan tasas decrecientes, las cuales se justifican por factores climáticos, geográficos y sociales.

Cabe señalar que Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A., en adelante “Emelectric”, Empresa Eléctrica de Talca S.A., en adelante “Emetal”, Energía del Limarí S.A., en adelante “Enelsa”, Empresa Eléctrica de Arica S.A., en adelante “Emelari”, Empresa Eléctrica de Iquique S.A., en adelante “Eliqsa”, Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., en adelante “Elecda”, Empresa Eléctrica Atacama S.A., en adelante “Emelat” y Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., en adelante “Conafe” fueron absorbidas por Compañía General de Electricidad S.A., en adelante “CGE”, constituyéndose por tanto esta última en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones, por lo tanto, se agrupó el total de demanda para CGE para todo el período de proyección.

Asimismo, se hace presente que, para todos los efectos, actualmente Enel Distribución S.A., en adelante “Enel Distribución”, es la continuadora legal de Chilectra S.A., y se agrupó la demanda de Empresa Eléctrica Colina Ltda y Luz Andes Ltda. en el total de demanda de Enel Distribución para todo el período de proyección.

Las tasas de crecimiento resultantes a partir de la información entregada por las empresas distribuidoras en respuesta al Of. Ord. CNE N°191, considerando los

¹ Corresponde a una actualización y complementación al estudio del año pasado realizado por la misma consultora “Proyección de Demanda de Energía de Clientes Regulados Período 2019-2039”.

criterios señalados precedentemente e incorporando los efectos extra tendenciales mencionados en el punto 2.3, se presentan en el punto 3.7 del presente informe.

2.2. Cambios topológicos

Las únicas empresas que informaron la incorporación de una nueva subestación primaria dentro de la respuesta al Of. Ord. CNE N°191 fueron Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán en adelante “Copelec” y Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A., en adelante “EEPA”. El resto de las empresas no informaron 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.

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 “clientes libres”, que opten por traspasarse al régimen de clientes regulados, clientes regulados que pasen a ser clientes libres, conexión de nuevos clientes regulados, generación residencial y electromovilidad, todo ello de forma adicional al crecimiento vegetativo de la demanda explicado por las tasas tendenciales de crecimiento. El detalle del tratamiento de esta información en la proyección de demanda se presenta en los numerales 3.3 a 3.6 del presente informe.

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 del sistema de transmisión nacional, la información respecto de los potenciales traspasos de clientes regulados que opten por el régimen de clientes libres y viceversa, proyecciones de efectos de medidas de eficiencia energética, generación residencial, electromovilidad 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 con el punto anterior, las empresas distribuidoras han enviado a la Comisión las proyecciones de demanda de energía mensual para los años 2020 a 2040, 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. Las proyecciones se presentaron diferenciando entre clientes con consumos mayores a 500 kW de potencia conectada y aquellos con consumos menores en 5 tramos: entre 0 y 10 kW, entre 11 y 100 kW, entre 101 y 200 kW, entre 201 y 300 kW, entre 301 y 400 kW y entre 401 y 500 kW.

De acuerdo a lo descrito anteriormente, la proyección de demanda de energía de clientes regulados, agregada anualmente, enviada por las empresas distribuidoras a nivel de subestaciones primarias de distribución en respuesta al Of. Ord. CNE N° 191, es la que se muestra a continuación²:

² Se hace presente que en las tablas siguientes, los totales presentados pueden no corresponder exactamente con la suma de los valores individuales por empresa, producto de que dichos valores fueron redondeados a cero decimales para efectos de la visualización del presente informe. Sin perjuicio de lo anterior, los valores originales con todos sus decimales se encuentran en los archivos de respaldo del presente informe en formato Excel.

Empresa Dx	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
CHILQUINTA	2.279	2.317	2.413	2.514	2.618	2.726	2.837	2.948	3.059	3.171	3.284	3.397	3.511	3.626	3.742	3.859	3.977	4.096	4.216	4.336	4.460
EMELCA	19	20	21	21	22	23	24	25	25	26	27	28	29	29	30	31	32	33	33	34	35
LITORAL	120	126	131	137	143	149	155	161	167	172	178	184	190	196	202	208	213	219	225	231	237
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.292	9.080	9.078	9.320	9.587	9.891	10.231	10.552	10.882	11.227	11.581	11.942	12.311	12.689	13.075	13.471	13.875	14.289	14.713	15.146	15.589
TIL-TIL	16	16	16	16	17	17	17	17	18	18	18	18	19	19	19	19	20	20	20	21	21
EEPA	204	212	213	219	226	235	246	256	268	279	291	304	316	329	343	357	371	386	401	417	433
CGE	11.310	11.770	11.936	12.332	12.748	13.178	13.627	14.058	14.490	14.911	15.331	15.749	16.167	16.584	17.000	17.417	17.835	18.252	18.670	19.088	19.516
COOPERSOL	2	3	3	4	4	4	5	5	6	7	7	8	9	10	11	13	14	16	18	20	22
COOPELAN	111	117	122	129	136	143	151	159	167	175	183	190	198	206	214	222	230	238	246	254	262
FRONTEL	962	1.004	1.000	1.023	1.048	1.073	1.101	1.126	1.152	1.179	1.206	1.233	1.260	1.288	1.315	1.343	1.371	1.398	1.427	1.455	1.483
SAESA	1.615	1.699	1.723	1.784	1.848	1.916	1.984	2.047	2.111	2.175	2.238	2.302	2.366	2.429	2.493	2.557	2.560	2.620	2.683	2.746	2.810
CODINER	90	97	100	105	111	114	124	129	136	140	146	153	159	165	172	150	157	190	198	206	179
EDECSA	59	64	68	73	77	83	88	93	98	103	108	112	117	122	127	132	137	142	147	152	157
CEC	80	80	82	85	88	92	96	99	103	107	111	115	118	122	127	131	135	140	144	149	154
LUZLINARES	121	127	133	139	146	152	158	165	171	177	184	190	196	203	209	215	222	228	234	241	247
LUZPARRAL	102	105	109	112	116	120	125	128	133	137	141	145	150	154	159	164	168	173	178	183	189
COPELEC	291	303	312	327	341	355	370	384	398	413	421	435	449	463	478	491	505	520	534	548	563
COELCHA	48	51	53	55	58	60	63	65	68	70	73	75	78	80	83	85	88	90	93	95	98
SOCOPEPA	40	42	44	46	47	49	51	53	55	57	58	60	62	64	66	67	69	71	73	75	77
COOPREL	48	57	59	62	64	67	69	71	74	76	79	81	83	86	88	91	93	95	98	100	100
LUZ OSORNO	140	147	149	154	159	165	171	175	180	186	191	197	203	209	215	222	228	235	242	248	256
CRELL	106	112	116	121	125	130	134	139	144	148	153	158	162	167	172	176	181	186	190	195	196
MATAQUITO	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
TOTAL	27.056	27.551	27.882	28.779	29.732	30.743	31.827	32.858	33.904	34.955	36.010	37.078	38.156	39.244	40.342	41.423	42.484	43.639	44.785	45.941	47.086

Tabla 3.1.- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas distribuidoras considerando traspasos de clientes y generación residencial, a nivel de subestación primaria. [GWh]

3.2. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional

Las proyecciones de demanda de energía a nivel de subestaciones primarias han sido posteriormente referenciadas a nivel del sistema de transmisión nacional en forma agregada, aplicando los respectivos factores esperados de pérdidas de energía determinados por el Coordinador durante el mes de marzo y correspondientes a los valores esperados para el Segundo Semestre 2020, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 24 de la Resolución Exenta CNE N°778.

Los factores esperados de pérdidas de energía totales resultantes, obtenidos a partir de los factores esperados de pérdidas de energía de cada sistema de transmisión zonal publicados en el sitio web del Coordinador, son los siguientes:

Sistema Zonal	Factor
Sistema A	1,0119
Sistema B	1,0245
Sistema C	1,0308
Sistema D	1,0161
Sistema E	1,0246
Sistema F	1,0166

Tabla 3.2.1- Factores de esperados de Pérdidas de Energía de cada sistema de transmisión zonal.

De esta forma, se ha referenciado sólo el monto agregado de energía a nivel del sistema de transmisión nacional, correspondiente a cada subestación primaria, es decir, sin utilizar los factores de referenciación “fi” establecidos en el artículo 23 de la Resolución Exenta CNE N° 778, ni tampoco identificando las subestaciones del sistema de transmisión nacional que resultarían asignadas.

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

Empresa Dx	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
CHILQUINTA	2.334	2.374	2.471	2.575	2.682	2.792	2.906	3.020	3.133	3.248	3.363	3.479	3.596	3.714	3.833	3.953	4.074	4.195	4.318	4.442	4.568
EMELCA	19	20	21	22	23	23	24	25	26	27	27	28	29	30	31	31	32	33	34	35	35
LITORAL	123	129	135	141	147	153	159	165	171	177	183	189	195	201	207	213	219	225	231	237	243
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.397	9.183	9.181	9.425	9.696	10.003	10.347	10.672	11.005	11.354	11.712	12.077	12.451	12.833	13.223	13.623	14.032	14.451	14.879	15.317	15.744
TIL-TIL	16	16	16	16	17	17	17	17	18	18	18	18	19	19	19	19	20	20	20	21	21
EEPA	207	215	215	222	228	238	248	259	271	282	294	307	320	333	347	361	375	390	406	421	437
CGE	11.557	12.027	12.197	12.602	13.027	13.467	13.926	14.366	14.807	15.238	15.668	16.095	16.522	16.948	17.375	17.801	18.227	18.654	19.081	19.509	19.947
COOPERSOL	3	3	4	4	5	6	7	7	8	9	10	11	12	13	15	16	18	20	22	24	27
COOPELAN	115	122	127	134	141	149	157	165	174	182	190	198	206	214	223	231	239	247	256	264	270
FRONTEL	983	1.025	1.021	1.044	1.071	1.096	1.125	1.150	1.177	1.204	1.232	1.259	1.287	1.315	1.343	1.371	1.400	1.428	1.457	1.486	1.512
SAESA	1.652	1.739	1.762	1.825	1.891	1.961	2.030	2.095	2.160	2.225	2.290	2.355	2.420	2.486	2.551	2.616	2.619	2.681	2.745	2.809	2.865
CODINER	93	100	103	109	114	118	128	133	140	145	151	158	164	171	177	182	193	196	205	212	234
EDECSA	61	65	70	74	79	85	90	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	159
CEC	82	82	85	88	91	95	99	103	106	110	114	118	122	126	130	135	139	144	149	154	158
LUZLINARES	124	130	136	142	149	155	162	168	175	181	188	194	201	207	213	220	226	233	239	246	252
LUZPARRAL	105	107	111	115	119	123	127	131	135	140	144	148	153	158	162	167	172	177	182	187	193
COPELEC	297	310	318	334	348	362	378	392	407	422	430	444	458	473	488	502	516	531	546	560	572
COELCHA	49	52	54	56	59	61	64	67	69	72	74	77	79	82	84	87	89	92	94	97	99
SOCOEPA	41	43	45	47	48	50	52	54	56	58	60	62	63	65	67	69	71	73	75	77	78
COOPREL	49	58	61	63	66	68	71	73	76	78	81	83	85	88	90	93	95	98	100	103	102
LUZ OSORNO	143	150	153	158	163	169	175	179	184	190	196	202	208	214	220	227	233	240	247	254	261
CRELL	110	117	121	125	130	135	139	144	149	154	159	164	169	174	178	183	188	193	198	203	203
MATAQUITO	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
TOTAL	27.560	28.069	28.408	29.323	30.294	31.326	32.431	33.482	34.548	35.619	36.695	37.783	38.881	39.990	41.110	42.238	43.321	44.468	45.636	46.814	47.983

Tabla 3.2.- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas distribuidoras considerando traspasos de clientes y generación residencial, a nivel Nacional. [GWh]

3.3. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

Las empresas distribuidoras no informaron traspasos de usuarios no sometidos a fijación de precios al régimen de tarifa regulada.

A continuación, se presenta la información del potencial traspaso desde clientes libres a clientes regulados, para las distintas empresas distribuidoras.

Empresa Dx	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 3.3.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes libres a regulados informada por empresas distribuidoras, a nivel Nacional. [GWh]

3.4. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios

De conformidad con lo dispuesto en el literal d) del inciso tercero del artículo 147° de la Ley, los clientes sometidos a regulación de precios podrán suscribir contratos a precios libres cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kW. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, debiendo permanecer un período mínimo de cuatro años en el régimen escogido. El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.

Al respecto, las empresas distribuidoras Chilquinta Energía S.A., en adelante “Chilquinta”, Enel Distribución Chile S.A., en adelante “Enel Distribución”, Empresa Eléctrica de Colina Ltda., en adelante “EEC”, EEPA, CGE Distribución S.A., en adelante “CGE Distribución”, Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., en adelante “Coopelan”, Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., en adelante “Frontel”, Sociedad Austral de Electricidad S.A., en adelante “Saesa”, Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER Ltda., en adelante “Codiner”, Energía de Casablanca S.A., en adelante “Edecsa”, Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda., en adelante “Coelcha”, Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., en adelante “Socoepa”, Compañía Eléctrica Osorno S.A., en adelante, “LuzOsorno” y Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda., en adelante “Crell” han informado el potencial traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres. Dichos traspasos, en algunos casos, ya se materializaron en los años previos y, en otros casos, comenzarían a partir del año 2020 y 2021. En este sentido, existe un grupo de clientes que ya realizó el traspaso efectivo de cliente regulado a cliente libre -los que no son considerados en la proyección de traspasos contenida en el presente informe-, otro grupo que ya ha solicitado el

traspaso pero que aún no concreta el cambio de régimen por el cumplimiento de los plazos señalados en el párrafo anterior y, finalmente, hay proyecciones de traspaso de clientes en base a las consideraciones que se presentan en el capítulo 3.11.

A continuación, se presenta la información del potencial traspaso de clientes actualmente sometidos a regulación de precios a clientes libres, para las distintas empresas distribuidoras.

Empresa Dx	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
CHILQUINTA	23	43	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	59	641	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	2	3	3	4	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9
CGE	1.018	1.097	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110	1.110
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	8	8	8	8	9	9
FRONTEL	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
SAESA	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336
CODINER	25	26	26	26	26	27	27	27	27	28	28	28	29	29	30	30	30	30	31	27	28
EDECSA	98	7	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
CEC	57	60	63	66	69	72	75	78	82	85	88	92	95	99	102	106	109	113	116	120	123
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COELCHA	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
CRELL	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10	11	11	11	12	12	12	13	13	13	13	14
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	1.731	2.327	2.388	2.393	2.399	2.404	2.408	2.413	2.417	2.422	2.427	2.431	2.436	2.441	2.446	2.450	2.455	2.460	2.465	2.466	2.471

Tabla 3.4.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes regulados a libre informada por empresas distribuidoras, a nivel Nacional. [GWh]

3.5. Generación Residencial

Mediante Of. Ord. CNE N° 191 se solicitó, a cada empresa distribuidora, incluir sus proyecciones de generación residencial. Las empresas Chilquinta, Litoral, Enel Distribución, CGE, Frontel, Saesa, LuzLinares, LuzParral, Copelec, Coelcha, Socoepa, LuzOsorno y Crell proporcionaron información sobre generación residencial. Cabe mencionar que no existen proyecciones respecto a incrementos en generación residencial, por lo que se incluyeron únicamente datos reales y variaciones equivalentes a tasas de crecimiento en consumo eléctrico para cada empresa distribuidora.

A continuación, se presenta la información de las estimaciones de generación residencial para las distintas empresas distribuidoras.

Empresa Dx	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
CHILQUINTA	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL DISTRIBUCIÓN	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
CGE	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FRONTEL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZLINARES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LUZPARRAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COELCHA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZ OSORNO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRELL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	26	26

Tabla 3.5.- Proyección de generación residencial informado por empresas distribuidoras, a nivel Nacional. [GWh]

3.6. Electromovilidad

Mediante Of. Ord. CNE N° 191 se solicitó, a cada empresa distribuidora, incluir sus proyecciones de consumo asociado a electromovilidad referente a consumo regulado. Las empresas Chilquinta, CGE, Frontel y Saesa proporcionaron información sobre electromovilidad.

A continuación, se presenta la información de las estimaciones de electromovilidad para las distintas empresas distribuidoras:

Empresa Dx	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
CHILQUINTA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FRONTEL	0	0	0	1	1	1	3	6	8	10	12	15	17	19	21	23	51	53	56	58	58
SAESA	0	1	1	1	1	1	7	12	17	23	28	33	38	43	48	53	131	137	143	149	149
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	1	2	3	3	4	4	12	20	27	35	42	50	57	64	72	79	183	192	201	210	210

Tabla 3.6.- Proyección de consumo por Electromovilidad informado por empresas distribuidoras, a nivel Nacional. [GWh]

3.7. Proyección de Demanda Total Informada por Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional

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

Empresa Dx	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
CHILQUINTA	-1,8%	1,7%	4,1%	4,2%	4,1%	4,1%	4,1%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%
EMELCA	10,2%	4,2%	3,7%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%
LITORAL	-1,4%	4,9%	4,5%	4,4%	4,3%	4,1%	3,9%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%
ENEL DISTRIBUCIÓN	-9,1%	-2,3%	0,0%	2,7%	2,9%	3,2%	3,4%	3,1%	3,1%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%
TIL-TIL	-2,3%	3,3%	-0,5%	1,6%	1,4%	1,5%	1,5%	1,7%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
EEPA	-5,3%	4,0%	0,1%	3,2%	2,8%	4,2%	4,5%	4,4%	4,4%	4,4%	4,3%	4,2%	4,2%	4,1%	4,1%	4,1%	4,0%	4,0%	4,0%	3,9%	3,9%
CGE	-4,0%	4,1%	1,4%	3,3%	3,4%	3,4%	3,4%	3,2%	3,1%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%
COOPERSOL	46,8%	13,2%	13,4%	13,4%	13,5%	13,7%	13,8%	11,3%	10,5%	10,6%	10,5%	10,5%	10,5%	10,4%	10,5%	10,5%	10,5%	10,6%	10,6%	10,6%	11,6%
COOPELAN	2,4%	6,3%	4,1%	5,4%	5,4%	5,5%	5,5%	5,2%	4,9%	4,7%	4,5%	4,3%	4,1%	4,0%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,2%
FRONTEL	-0,6%	4,3%	-0,3%	2,2%	2,5%	2,4%	2,6%	2,2%	2,4%	2,3%	2,4%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
SAESA	-1,9%	5,2%	1,4%	3,6%	3,6%	3,7%	3,5%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%
CODINER	18,6%	8,0%	2,7%	5,7%	5,2%	2,8%	9,1%	3,7%	5,5%	3,3%	4,3%	4,3%	4,1%	3,9%	3,9%	3,0%	5,5%	1,8%	4,4%	3,8%	3,8%
EDECSA	0,8%	8,0%	6,3%	6,8%	6,8%	6,8%	6,4%	5,5%	5,2%	5,1%	4,8%	4,5%	4,4%	4,2%	4,0%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	3,3%
CEC	-3,9%	0,3%	2,8%	3,7%	3,9%	4,0%	4,0%	3,9%	3,7%	3,7%	3,5%	3,5%	3,5%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
LUZLINARES	-8,7%	4,9%	4,7%	4,7%	4,6%	4,4%	4,3%	3,9%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,8%
LUZPARRAL	4,0%	2,5%	3,8%	3,0%	3,6%	3,3%	3,5%	3,1%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
COPELEC	29,7%	4,1%	2,8%	4,8%	4,3%	4,1%	4,3%	3,9%	3,7%	3,7%	2,0%	3,3%	3,1%	3,2%	3,2%	2,9%	2,8%	2,9%	2,8%	2,5%	2,5%
COELCHA	6,5%	4,9%	3,7%	4,6%	4,5%	4,5%	4,4%	3,7%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,7%
SOCOPEA	-2,8%	5,6%	3,6%	3,9%	3,9%	4,1%	3,7%	3,4%	3,5%	3,4%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%
COOPREL	18,6%	18,6%	4,2%	3,9%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%
LUZ OSORNO	-4,2%	4,6%	1,9%	3,4%	3,4%	3,4%	3,5%	2,6%	3,0%	3,2%	2,9%	3,1%	2,9%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
CRELL	6,0%	5,6%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,5%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%
MATAQUITO		123,0%	10,3%	5,4%	5,1%	5,0%	4,7%	4,5%	4,3%	4,4%	4,5%	4,6%	4,6%	4,6%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	2,5%
TOTAL	-6,8%	1,8%	1,2%	3,2%	3,3%	3,4%	3,5%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%

Tabla 3.7.- Tasas de crecimiento de demanda proyectada por empresas distribuidoras considerando traspaso de clientes y generación residencial, a nivel Nacional. [%]

3.8. Antecedentes de demanda histórica 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 a través del Oficio Ordinario CNE N° 138 de fecha 27 de febrero de 2020, los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2000 a 2019, del total de clientes regulados suministrados por las empresas distribuidoras durante ese período, agrupándolos por punto de conexión.

A partir de esta solicitud, enviada a las empresas distribuidoras del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “SEN”, los datos de demanda históricos informados para el período 2006 a 2019, a nivel de subestaciones primarias de distribución, son los siguientes:

Empresa Dx	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
EMELARI	219	222	237	237	254	276	290	299	312	320	330	339	314	292
ELIQSA	344	364	384	379	432	466	485	500	507	524	523	534	498	456
ELECDA SING	634	664	685	706	749	790	858	908	959	974	991	1.010	976	910
ELECDA SIC	18	21	21	21	18	19	19	23	24	21	21	21	16	14
EMELAT	508	550	561	566	571	618	641	675	702	675	690	647	507	468
CHILQUINTA	1.765	1.879	1.861	1.952	2.044	2.160	2.288	2.418	2.526	2.573	2.599	2.479	2.373	2.305
CONAFE	1.248	1.443	1.368	1.426	1.509	1.545	1.644	1.739	1.810	1.774	1.826	1.765	1.722	1.699
EMELCA	12	13	13	12	14	15	15	15	15	16	17	17	18	17
LITORAL	68	71	70	69	71	72	80	85	91	95	102	108	115	121
ENEL DISTRIBUCIÓN	8.617	9.077	8.769	8.998	9.445	9.935	10.593	11.226	11.594	11.869	11.962	11.676	10.888	10.172
EEC	54	59	61	64	68	71	74	79	86	89	92	89	93	110
TIL-TIL	11	12	12	11	12	16	15	14	15	15	14	16	16	16
EEPA	197	199	201	201	222	227	246	248	267	273	291	256	220	215
LUZ ANDES	6	6	7	7	7	8	8	9	9	9	9	10	10	9
CGE	6.182	6.430	6.768	6.822	7.093	7.573	8.067	8.688	9.122	9.522	9.884	9.721	8.958	8.407
COOPERSOL	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2
COPELAN	58	61	62	64	70	82	84	87	88	94	98	97	103	109
FRONTEL	670	710	839	799	815	867	924	970	1.022	1.060	1.060	1.008	990	966
SAESA	1.443	1.712	1.737	1.689	1.735	1.854	1.998	2.116	2.217	2.267	2.241	2.057	1.796	1.656
CODINER	48	50	49	48	51	55	60	67	71	76	85	89	88	76
EDECSA	43	45	47	41	44	46	47	55	58	58	60	53	54	58
CEC	81	87	96	93	103	101	104	113	115	117	121	109	83	83

Empresa Dx	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
LUZLINARES	51	71	85	86	95	103	107	114	125	129	139	132	135	132
LUZPARRAL	42	49	56	56	59	66	69	80	92	97	104	104	190	98
COPELEC	99	105	114	115	114	125	130	144	157	169	187	196	207	224
COELCHA	31	31	36	38	42	48	52	53	57	59	63	46	46	45
SOCOEPA	24	26	27	26	26	28	30	31	33	35	38	39	41	42
COOPREL	31	30	31	30	31	33	32	36	38	42	45	46	43	41
LUZ OSORNO	109	121	127	116	124	135	134	142	153	168	172	159	158	147
CRELL	40	47	55	56	63	71	80	83	85	86	87	97	100	102
TOTAL	22.653	24.155	24.380	24.727	25.882	27.405	29.174	31.021	32.350	33.207	33.854	32.926	30.759	28.993
SEN SING	1.196	1.250	1.306	1.322	1.436	1.534	1.633	1.708	1.779	1.820	1.845	1.885	1.790	1.661
SEN SIC	21.456	22.905	23.074	23.405	24.446	25.871	27.540	29.313	30.571	31.387	32.009	31.041	28.968	27.332

Tabla 3.8.-Demanda histórica 2006-2019 de clientes regulados por empresa distribuidora SEN a nivel de subestación primaria. [GWh]

En el Anexo 1 se presenta, a modo referencial, una distribución por punto de compra de los consumos reales por empresa distribuidora, correspondientes al año 2018. Asimismo, en el Anexo 2 se presenta, a modo referencial, una distribución mensual y horaria de los consumos reales por empresa distribuidora, correspondientes al mismo año. Ambos anexos se presentan en formato excel junto con los antecedentes que acompañan al presente informe.

3.9. Metodología de ajuste de previsión de demanda

Sobre la base de la información señalada en los puntos anteriores, y teniendo en consideración otras fuentes de información que se detallan en los numerales siguientes, esta Comisión ha considerado los modelos de proyección de demanda resultantes del estudio realizado por la consultora Valgesta Energía SPA, en sus resultados tendenciales asociado a crecimiento vegetativo, pero sin incluir efectos extratendenciales como eficiencia energética, traspasos de clientes regulados al régimen libre, generación residencial y electromovilidad.

Adicionalmente, para el caso del año 2020, debido a los efectos de la crisis sanitaria debido a la pandemia de Covid-19, la estimación de demanda para dicho año no resulta proyectable con las metodologías utilizadas en procesos anteriores, y dado que requiere un análisis más detallado y específico, no se consideró la propuesta de las empresas y se realizó una proyección propia.

En particular, para este caso, se consideró toda la información disponible al momento de la elaboración del presente informe, haciendo uso de la demanda real observada por cada distribuidora al mes de julio de 2020. Teniendo esa información, se corrigieron las distorsiones por los traspasos de clientes regulados a libres en el período, y se reprodujo el comportamiento para los meses faltantes sin realizar, a diferencia del Informe Preliminar, modelos econométricos de ajuste para los meses subsiguientes, sino suponiendo se mantiene durante todo 2020 la misma variación de demanda respecto a los primeros siete meses del año anterior.

Para el caso de la empresa Coopersol, se consideró como tasa de crecimiento el promedio del consumo que sería asociado al antiguo SING.

Para el caso de Mataquito, dado que no se contaba con información histórica ni datos para los primeros meses del año, se consideró una tasa promedio sistémica.

Los modelos presentados por las empresas y que han sido considerados para la modelación del presente informe, han sido ajustados a las variables macroeconómicas más actuales disponibles a la fecha de elaboración de este informe. Para el corto plazo (2020-2022) se utilizó la proyección del PIB del Informe de Política Monetaria (Ipom) del Banco Central de Chile de septiembre de 2020³⁴ y para el largo plazo (2023-2040) la proyección del Comité Consultivo del PIB tendencial del Ministerio de Hacienda⁵, según se muestra en la siguiente tabla:

³ https://www.bcentral.cl/documents/33528/2475116/ipom_sep_2020.pdf/1ebcbbc2-b0f2-eef8-139d-e092da2b170b?t=1599065310770

⁴ Se considera el valor medio para cada año.

⁵ <http://www.dipres.gob.cl/598/w3-propertyvalue-23765.html>

Año	Tasa Crecimiento PIB
2020	-5,00%
2021	4,50%
2022	3,50%
2023	1,70%
2024	1,80%
2025	1,90%
2026	1,90%
2027	1,90%
2028	1,90%
2029	1,90%
2030	1,90%
2031	1,90%
2032	1,90%
2033	1,90%
2034	1,90%
2035	1,90%
2036	1,90%
2037	1,90%
2038	1,90%
2039	1,90%
2040	1,90%

Tabla 3.9.1- Tasas de crecimiento de proyección del PIB, período 2020-2040 [%].

Las respectivas tasas de crecimiento asociadas, se presenta a continuación:

Empresa Dx	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
CHILQUINTA	-0,5%	3,8%	2,6%	2,9%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,4%
EMELCA	2,3%	4,2%	3,7%	3,3%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,2%	2,3%
LITORAL	1,4%	4,9%	4,5%	4,1%	4,0%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%
ENEL DISTRIBUCIÓN	-4,6%	4,6%	-0,6%	0,9%	2,1%	2,3%	2,4%	2,1%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
TIL-TIL	4,6%	1,6%	1,2%	1,4%	1,3%	1,4%	1,4%	1,6%	1,4%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
EEPA	-0,7%	6,2%	-1,5%	1,0%	2,6%	2,8%	3,1%	3,0%	3,0%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
CGE	5,0%	5,6%	1,5%	2,6%	3,4%	3,4%	3,4%	3,2%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,4%
COOPERSOL	1,6%	1,6%	1,9%	2,0%	2,2%	2,3%	3,1%	2,4%	1,9%	1,8%	1,7%	2,1%	1,8%	1,8%	1,9%	1,8%	1,9%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%
COOPELAN	0,8%	7,0%	3,7%	4,5%	5,2%	5,2%	5,2%	4,9%	4,7%	4,5%	4,3%	4,1%	3,9%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,2%
FRONTEL	2,5%	5,4%	-1,1%	0,7%	2,4%	2,2%	2,5%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	2,5%
SAESA	2,1%	6,2%	0,7%	2,4%	3,4%	3,5%	3,4%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	0,7%	2,3%	2,3%	2,3%	2,5%
CODINER	3,9%	6,1%	1,1%	3,1%	4,4%	4,8%	4,4%	3,7%	4,6%	3,9%	3,4%	3,8%	3,5%	3,2%	3,3%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	3,1%
EDECSA	5,1%	8,8%	4,3%	4,6%	5,2%	5,0%	4,7%	4,2%	3,7%	4,0%	3,5%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,8%
CEC	11,9%	3,9%	2,7%	2,9%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,9%
LUZLINARES	-2,2%	4,9%	4,5%	4,1%	4,1%	4,0%	3,9%	3,5%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%
LUZPARRAL	11,1%	2,4%	3,6%	2,6%	3,3%	2,9%	3,2%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,7%
COPELEC	6,5%	5,2%	2,6%	3,6%	3,9%	3,7%	3,7%	3,5%	3,2%	3,2%	1,8%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,5%	2,6%	2,5%	2,4%	2,5%
COELCHA	11,8%	5,7%	3,0%	3,6%	4,0%	4,0%	3,9%	3,6%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,5%
SOCOEPA	8,0%	5,9%	3,0%	3,0%	3,6%	3,7%	3,4%	3,3%	3,2%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,4%
COOPREL	-0,7%	5,7%	4,4%	3,9%	3,8%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%
LUZ OSORNO	-4,6%	5,4%	1,3%	2,6%	3,1%	3,3%	3,1%	3,0%	2,6%	3,2%	2,9%	2,9%	2,9%	3,0%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,9%
CRELL	6,7%	5,6%	3,8%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,4%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	0,2%
MATAQUITO	3,0%	122,5%	10,3%	5,4%	5,1%	5,0%	4,7%	4,5%	4,3%	4,4%	4,5%	4,6%	4,6%	4,6%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%

Tabla 3.9.2- Tasas de crecimiento de proyección de demanda por empresa distribuidora, período 2020-2040 [%].

3.10. Eficiencia Energética

Con fecha 05 de mayo de 2020, a través del Oficio Ordinario CNE N° 313, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de eficiencia energética, para el período de planificación del presente informe. En el señalado oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentan las proyecciones y el detalle para las distintas empresas distribuidoras por tipo de cliente.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 24 de junio de 2020, a través de su Oficio Ordinario N° 632, incluyéndose una planilla de cálculo y una minuta explicativa respecto de la metodología utilizada, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se asignó a cada distribuidora por región, separando para clientes con consumos menores a 500 kW, y con consumos mayores a 500 kW, asociándose a Residenciales los primeros, y a Industriales los segundos.

A continuación, se presenta la información de los potenciales ahorros por efectos de las políticas de eficiencia energética considerados por esta Comisión:

Empresa Dx	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
CHILQUINTA	10	12	27	45	52	57	60	66	82	105	134	140	147	155	161	169	181	193	211	221	239
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
LITORAL	1	1	2	3	3	3	4	4	5	6	8	9	9	9	10	10	11	11	12	13	14
ENEL DISTRIBUCIÓN	37	71	109	157	188	221	215	221	291	374	507	599	660	634	595	552	540	550	574	608	646
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
EEPA	1	2	2	4	4	5	5	5	7	9	12	14	16	15	14	13	13	13	14	15	16
CGE	57	78	152	253	286	323	338	364	471	613	817	932	992	1.015	1.039	1.067	1.108	1.168	1.239	1.305	1.402
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPELAN	1	1	2	3	3	3	3	4	5	7	9	11	12	12	13	14	15	16	17	17	19
FRONTEL	6	7	15	25	26	29	30	32	42	55	75	90	96	99	102	105	109	114	120	126	136
SAESA	9	11	23	40	42	46	50	52	69	94	131	160	175	182	189	195	199	209	224	242	260
CODINER	1	1	1	2	2	3	3	3	4	6	8	10	11	12	12	13	13	14	15	16	18
EDECSA	0	0	1	1	2	2	2	2	3	3	4	5	5	5	5	6	6	6	7	7	8
CEC	0	0	1	2	2	2	2	2	3	4	6	7	7	8	8	9	9	10	10	11	12
LUZLINARES	1	1	2	3	3	3	4	4	5	7	10	12	12	12	13	14	14	15	15	17	18
LUZPARRAL	1	1	1	2	2	3	3	3	4	5	7	9	9	10	10	10	11	11	12	13	14
COPELEC	1	1	3	5	6	6	7	7	10	13	17	21	22	23	24	25	26	28	29	30	32
COELCHA	0	0	1	1	1	1	1	2	2	3	4	4	5	5	5	5	6	6	6	7	7
SOCOEPA	0	0	1	1	1	1	1	2	2	3	4	5	5	5	5	6	6	6	6	7	7
COOPREL	0	0	1	1	1	1	1	1	2	3	3	4	5	5	5	5	5	6	6	6	7
LUZ OSORNO	1	1	2	3	3	4	4	4	6	8	11	13	14	15	16	16	17	18	19	21	23
CRELL	1	1	1	3	3	3	3	3	4	6	8	10	11	12	12	13	13	14	15	16	17
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	128	190	345	553	631	717	736	782	1.018	1.322	1.779	2.057	2.216	2.236	2.242	2.249	2.303	2.411	2.554	2.701	2.898

Tabla 3.10- Proyección de ahorros de consumo eléctrico por efecto de medidas de eficiencia energética a nivel Nacional. [GWh]

3.11. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios

A partir del año 2016, se dieron condiciones de mercado muy favorables para los clientes libres en general, y en particular para aquellos ubicados en zonas de concesión de distribución y con potencia conectada entre 500 y 5.000 kW. La marcada diferencia entre el precio de la energía que podían enfrentar como cliente regulado, comparado con el ofrecido como cliente libre, llevó a una migración masiva de clientes regulados a clientes libres.

La figura 3.11.1 muestra la energía comprometida al año 2020, en contratos suscritos por generadores o empresas de distribución para el suministro de clientes ubicados en zona de concesión de distribución y sujetos al régimen de precio libre, junto al precio medio ponderado de energía, según el año en que tales contratos fueron suscritos. La figura 3.11.2 muestra el número de clientes asociados a la energía comprometida en 2020 en los contratos señalados en la Figura 3.11.1.

Energía 2020 TWh y Precio Energía Ponderado USD/MWh por Año suscripción contrato



Figura 3.11.1: Energía comprometida por generadores y distribuidores en contratos con clientes libres ubicados en zonas de concesión de distribución

Recuento de Clientes y Promedio Precio energía 2020 USD/MWh por Año suscripción contrato

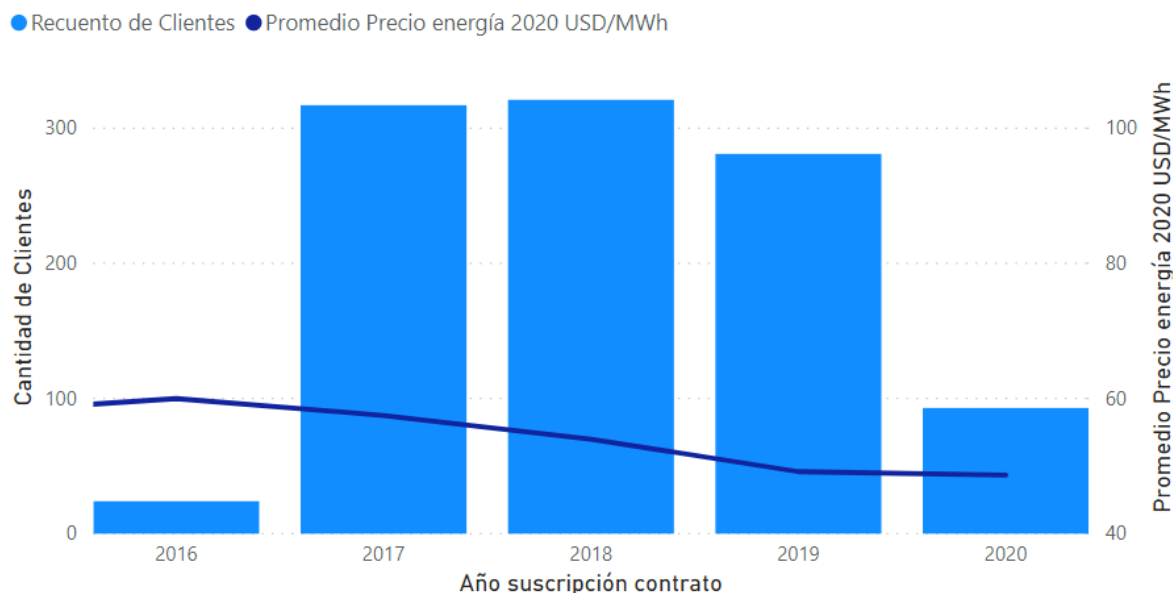


Figura 3.11.2: Número de clientes libres asociados a energía contratada bajo el régimen de precio libre.

Ambos gráficos permiten comprender la magnitud que ha tenido en estos últimos años el fenómeno del traspaso de clientes regulados a libres. Asimismo, se observa que a pesar de que el precio medio ponderado de los contratos ha tendido a la baja, el diferencial de energía comprometida con clientes libres en zona de distribución también ha ido disminuyendo con los años, registrando el período 2017-2019 la mayoría de los traspasos de clientes regulados a cliente libre.

A partir de la información anterior, se desprende que en la actualidad ya se ha materializado el traspaso de la mayoría de los clientes regulados a régimen libre, principalmente aquellos de mayor tamaño, para quienes los ahorros derivados del menor costo de la energía compensan los mayores costos de transacción asociados a la suscripción y administración de un contrato como cliente libre. La Tabla N°3.11.1 muestra, para el primer cuatrimestre de 2019 y 2020, la cantidad de nuevos clientes libres ubicados en zonas de concesión, con capacidad de hasta 5.000 kW, junto a la energía comprometida en sus contratos para 2020. Se observa una reducción de 32% en el número de nuevos clientes libres, y de 78% en la energía comprometida en sus contratos.

Año	Cantidad de clientes	Energía 2020 TWh
2019	105	2.51
2020	71	0.55

Tabla 3.11.1: Nuevos contratos suscritos entre enero y abril 2019-2020.

De esta manera, no sólo se verifica una caída en el número de clientes regulados que se traspasan a cliente libre, sino que a su vez éstos son de menor tamaño, reflejando que la gran mayoría de los clientes en capacidad de ejercer esta opción, ya lo han realizado.

Dado lo anterior, para efectos de modelar el año 2021 en este informe se incluyó como límite de traspasos un 75% del total de la energía estimada para los clientes con potencia conectada sobre 500 kW, y un 80% para el resto del horizonte de análisis. Este límite se incorporó teniendo como antecedente lo observado con el traspaso de clientes entre 2016 y el primer cuatrimestre de 2020, junto con el efecto que se prevé tendrá la aplicación de la Ley N° 21.185 del año 2019, y en particular la Resolución Exenta N° 72 del año 2020, que en su artículo 23° establece un costo adicional que se incluirá en el peaje de distribución para clientes que se traspasen de régimen regulado a libre, lo que disminuirá los incentivos de traspasarse para los clientes regulados con potencia conectada superior a 500 kW.

A continuación, se presenta la información del potencial traspaso de clientes actualmente sometidos a regulación de precios a clientes libres, para las distintas empresas distribuidoras:

Empresa Dx	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
CHILQUINTA	11	52	66	73	70	67	64	63	61	60	58	57	55	54	52	51	49	48	46	44	42
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	284	711	785	785	759	736	712	695	677	661	645	630	616	604	593	582	571	561	552	543	547
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	6	8	12	14	16	15	15	14	14	14	14	13	13	13	13	13	13	12	12	12	13
CGE	1.003	1.050	1.084	1.101	1.160	1.220	1.283	1.338	1.397	1.456	1.513	1.568	1.622	1.675	1.728	1.777	1.825	1.874	1.921	1.968	2.018
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	0	1	2	3	3	3	4	4	5	5	6	6	6	7	7	7	8	8	8	8	9
FRONTEL	7	11	18	22	25	27	30	33	35	38	40	42	44	46	48	50	52	53	54	56	58
SAESA	98	117	128	129	147	165	184	201	218	235	251	266	282	297	312	325	339	353	366	379	394
CODINER	3	4	4	4	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	8	8
EDECSA	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2
CEC	5	9	10	12	13	14	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	24	25	26	27
LUZLINARES	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
LUZPARRAL	1	1	1	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	5	5	5	5	6	6
COPELEC	0	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
COELCHA	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
SOCOEPA	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
COOPREL	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LUZ OSORNO	4	4	4	5	5	5	6	6	6	7	7	8	8	8	9	9	10	10	11	11	12
CRELL	1	1	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	1.429	1.980	2.129	2.164	2.218	2.275	2.335	2.391	2.453	2.515	2.575	2.634	2.692	2.752	2.811	2.865	2.917	2.971	3.025	3.079	3.150

Tabla 3.11.2.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes regulados a libre CNE, a nivel Nacional. [GWh]

3.12. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

En base a la información entregada por las empresas distribuidoras, esta Comisión constató que ninguna de ellas informó traspasos de usuarios no sometidos a fijación de precios a régimen de tarifa regulada. Por lo mismo, y dado que no existen antecedentes que permitan proyectar tales traspasos, esta Comisión, para ser consistente, considera la información entregada por las empresas distribuidoras.

3.13. Generación Residencial

Con fecha 05 de mayo de 2020, a través del Oficio Ordinario CNE N° 313, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de Generación Residencial de conformidad con lo dispuesto en las leyes N° 20.571 y N° 21.118, para el período de planificación del presente informe. En el señalado Oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentaran las proyecciones y las desagregaciones que permitieran incluir los valores para las distintas empresas distribuidoras.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 24 de junio de 2020, a través de su Oficio Ordinario N° 632, incluyéndose una planilla de cálculo y una minuta explicativa respecto de la metodología utilizada, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se consideró únicamente las proyecciones de generación distribuida residencial, las que fueron asignadas a cada distribuidora por región en base a sus consumos proyectados para cada año.

A continuación, se presenta la información de los potenciales efectos de la Generación Residencial de conformidad con lo dispuesto en las leyes N° 20.571 y N° 21.118 para cada distribuidora:

Empresa Dx	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
CHILQUINTA	6,7	10,3	15,6	22,8	31,9	42,6	52,8	63,0	73,3	83,5	93,7	98,4	103,1	107,8	112,5	117,2	120,4	123,5	126,7	129,8	133
EMELCA	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1
LITORAL	0,4	0,6	0,8	1,2	1,7	2,3	2,9	3,4	4,0	4,5	5,1	5,4	5,6	5,9	6,1	6,4	6,5	6,7	6,9	7,1	7
ENEL DISTRIBUCIÓN	13,6	21,5	33,2	49,7	70,7	95,7	120,6	145,6	170,5	195,4	220,3	232,5	244,8	257,0	269,3	281,5	291,2	300,9	310,5	320,2	330
TIL-TIL	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	1
EEPA	0,3	0,5	0,8	1,3	1,8	2,4	3,0	3,7	4,3	4,9	5,5	5,9	6,2	6,5	6,8	7,1	7,3	7,6	7,8	8,1	8
CGE	28,5	44,3	67,5	99,4	139,9	187,4	233,6	279,9	326,1	372,3	418,5	440,0	461,5	483,0	504,5	526,0	541,7	557,3	573,0	588,6	604
COOPERSOL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0
COOPELAN	0,3	0,4	0,6	0,9	1,3	1,7	2,1	2,5	2,9	3,3	3,7	3,9	4,1	4,2	4,4	4,6	4,7	4,9	5,0	5,1	5
FRONTEL	2,1	3,3	5,0	7,4	10,5	14,0	17,4	20,8	24,2	27,6	31,0	32,6	34,1	35,6	37,1	38,6	39,8	41,0	42,2	43,4	45
SAESA	2,3	3,6	5,6	8,4	11,9	16,2	20,5	24,7	29,0	33,3	37,5	39,7	41,8	43,9	46,0	48,2	49,9	51,7	53,4	55,2	57
CODINER	0,2	0,3	0,5	0,7	1,1	1,4	1,8	2,1	2,5	2,8	3,2	3,3	3,5	3,7	3,8	4,0	4,1	4,2	4,4	4,5	5
EDECSA	0,2	0,2	0,4	0,5	0,7	1,0	1,2	1,5	1,7	1,9	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,0	3
CEC	0,1	0,2	0,2	0,4	0,5	0,7	0,8	1,0	1,2	1,3	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2
LUZLINARES	0,3	0,4	0,6	0,9	1,3	1,7	2,1	2,6	3,0	3,4	3,8	4,0	4,2	4,4	4,6	4,8	5,0	5,1	5,2	5,4	6
LUZPARRAL	0,2	0,4	0,6	0,8	1,2	1,6	1,9	2,3	2,7	3,1	3,5	3,7	3,8	4,0	4,2	4,4	4,5	4,6	4,8	4,9	5
COPELEC	0,7	1,0	1,6	2,3	3,2	4,3	5,3	6,4	7,4	8,4	9,5	9,9	10,4	10,8	11,3	11,7	12,1	12,4	12,7	13,1	13
COELCHA	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3	2,3	2
SOCOEPA	0,1	0,2	0,2	0,3	0,5	0,7	0,8	1,0	1,2	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2
COOPREL	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4	2
LUZ OSORNO	0,3	0,4	0,6	0,9	1,4	1,9	2,3	2,8	3,3	3,8	4,3	4,6	4,8	5,1	5,3	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4	7
CRELL	0,2	0,3	0,5	0,8	1,1	1,5	1,9	2,3	2,7	3,1	3,5	3,7	3,9	4,2	4,4	4,6	4,7	4,9	5,1	5,2	5
MATAQUITO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
TOTAL	56,6	88,4	135,2	200,0	282,2	379,1	473,9	568,7	663,5	758,3	853,1	897,9	942,7	987,4	1.032,2	1.077,0	1.110,4	1.143,9	1.177,4	1.210,8	1.244

Tabla 3.13.- Proyección de generación residencial, a nivel Nacional. [GWh]

3.14. Electromovilidad

Con fecha 05 de mayo de 2020, a través del Oficio Ordinario CNE N° 313, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país para el horizonte de proyección del presente informe. En el señalado oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentan las proyecciones y las desagregaciones que permitieran incluir los valores para las distintas empresas distribuidoras.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 24 de junio de 2020, a través de su Oficio Ordinario N° 632, incluyéndose una planilla de cálculo y una minuta explicativa respecto de la metodología utilizada, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se consideró el escenario de referencia, y se incluyeron únicamente los consumos asociados a autos y taxis, dejando buses y trenes como consumos asociados a régimen de tarifas libres. La información se desagregó para cada distribuidora de acuerdo a la proporción de vehículos existente en cada región según la Encuesta Anual de Parque Vehicular 2017 del Instituto Nacional de Estadísticas, proporción que se asumió constante para el horizonte de proyección.

A continuación, se presenta la información de los potenciales efectos de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país, desagregados por distribuidora según la metodología descrita en el párrafo anterior:

Empresa Dx	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
CHILQUINTA	1,5	2,5	3,9	5,8	7,9	10,3	13,5	16,9	21,0	26,2	31,8	38,9	46,3	54,7	65,2	75,9	88,1	103,2	118,4	135,3	156
EMELCA	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	1
LITORAL	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	1,1	1,4	1,7	2,1	2,5	3,0	3,5	4,1	4,8	5,6	6,4	7,4	8
ENEL DISTRIBUCIÓN	5,5	9,5	14,9	22,1	29,8	39,1	51,1	64,0	79,5	99,4	120,6	147,5	175,5	207,5	247,5	287,9	334,3	391,4	449,1	513,4	591
TIL-TIL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
EEPA	0,1	0,2	0,4	0,5	0,7	1,0	1,3	1,6	2,0	2,5	3,0	3,7	4,4	5,2	6,2	7,2	8,3	9,7	11,2	12,8	15
CGE	8,3	14,3	22,3	33,1	44,7	58,6	76,7	95,9	119,2	149,1	180,9	221,3	263,2	311,2	371,1	431,8	501,4	587,1	673,6	770,0	887
COOPERSOL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0
COOPELAN	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8	1,1	1,3	1,6	1,9	2,2	2,6	3,0	3,5	4,1	4,8	5,4	6
FRONTEL	0,5	0,8	1,3	2,0	2,7	3,5	4,6	5,7	7,1	8,9	10,8	13,2	15,7	18,5	22,1	25,7	29,8	34,9	40,1	45,8	53
SAESA	0,9	1,5	2,4	3,5	4,8	6,2	8,2	10,2	12,7	15,9	19,2	23,5	28,0	33,1	39,5	45,9	53,3	62,4	71,6	81,9	94
CODINER	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,9	1,1	1,4	1,6	1,9	2,3	2,7	3,1	3,6	4,1	4,7	5
EDECSA	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,8	2,1	2,4	2,8	3,2	4
CEC	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	2,0	2,3	3
LUZLINARES	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	1,1	1,4	1,7	2,0	2,4	2,8	3,3	3,8	4,5	5,1	5,9	7
LUZPARRAL	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8	1,0	1,3	1,5	1,8	2,2	2,6	3,0	3,5	4,1	4,7	5,3	6
COPELEC	0,1	0,3	0,4	0,6	0,8	1,1	1,4	1,7	2,1	2,7	3,2	4,0	4,7	5,6	6,7	7,8	9,0	10,5	12,1	13,8	16
COELCHA	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,9	2,1	2,5	3
SOCOEPA	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8	1,0	1,1	1,4	1,6	1,8	2,1	2,5	2,8	3
COOPREL	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,9	1,0	1,2	1,5	1,7	2,0	2,3	2,6	3,0	3
LUZ OSORNO	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,8	1,0	1,3	1,6	2,0	2,4	3,0	3,5	4,2	5,0	5,8	6,7	7,9	9,0	10,3	12
CRELL	0,1	0,2	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	1,1	1,3	1,6	2,0	2,4	2,9	3,4	4,1	4,8	5,5	6,5	7,4	8,5	10
MATAQUITO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	17,6	30,4	47,4	70,3	95,1	124,6	162,9	203,9	253,4	317,0	384,5	470,3	559,4	661,4	788,8	917,8	1.065,8	1.247,8	1.431,7	1.636,5	1.885

Tabla 3.14.- Proyección de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país, a nivel Nacional. [GWh]

3.15. Proyecciones de demanda ajustadas

Las demandas anuales de clientes regulados por empresa distribuidora, proyectadas de acuerdo con lo indicado en los puntos 3.1 a 3.14 anteriores para el horizonte 2020 a 2040, y las tasas de crecimiento anual correspondientes a dicha demanda, son las que se presentan a continuación.

Empresa Dx	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
CHILQUINTA	2.338	2.384	2.415	2.456	2.525	2.597	2.674	2.747	2.810	2.868	2.919	3.004	3.087	3.170	3.259	3.346	3.433	3.523	3.608	3.703	3.799
EMELCA	18	19	19	20	20	21	21	22	23	23	24	24	25	25	26	27	27	28	29	29	30
LITORAL	125	131	136	140	145	150	156	161	165	169	173	178	184	189	195	201	206	212	217	223	229
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.533	9.519	9.337	9.371	9.565	9.777	10.056	10.292	10.483	10.677	10.824	11.035	11.284	11.631	12.004	12.389	12.756	13.116	13.471	13.828	14.287
TIL-TIL	17	17	17	17	17	17	18	18	18	18	18	18	18	19	19	20	20	20	21	21	21
EEPA	209	220	212	210	214	219	227	234	241	247	252	259	267	277	288	299	310	322	333	344	359
CGE	12.061	12.724	12.801	13.021	13.386	13.755	14.171	14.570	14.871	15.146	15.355	15.687	16.079	16.513	16.958	17.404	17.851	18.294	18.727	19.176	19.666
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
COPELAN	112	119	122	125	131	137	144	150	156	161	165	170	177	184	190	197	204	211	217	224	232
FRONTEL	999	1.047	1.020	1.011	1.030	1.045	1.066	1.086	1.098	1.107	1.109	1.119	1.139	1.162	1.187	1.211	1.237	1.262	1.286	1.311	1.342
SAESA	1.612	1.697	1.686	1.710	1.753	1.796	1.841	1.884	1.914	1.937	1.947	1.970	2.007	2.052	2.099	2.148	2.156	2.201	2.244	2.285	2.333
CODINER	78	82	81	83	86	89	93	96	100	102	103	106	109	113	117	121	125	129	132	134	138
EDECSA	61	65	67	70	73	77	81	84	87	90	92	96	99	102	106	110	113	116	120	123	127
CEC	90	90	91	91	93	96	98	101	103	104	105	107	110	113	115	118	121	124	127	130	134
LUZLINARES	130	136	141	145	151	157	163	168	173	177	180	184	190	195	201	207	213	219	225	230	236
LUZPARRAL	110	112	115	117	120	123	127	130	132	135	136	139	142	146	150	154	159	163	168	172	176
COPELEC	242	251	255	262	271	280	290	300	307	314	315	322	331	341	351	361	370	380	391	401	411
COELCHA	51	54	55	56	58	61	63	65	66	68	69	70	73	75	77	79	81	83	85	87	90
SOCOEPA	44	47	48	49	50	52	53	55	56	57	58	59	60	62	64	65	67	69	71	72	74
COOPREL	41	43	44	45	47	48	50	52	53	54	55	56	57	59	60	62	64	66	67	69	71
LUZ OSORNO	138	145	146	148	152	156	161	165	168	171	173	176	180	185	191	196	202	208	213	219	225
CRELL	109	115	118	121	125	129	133	137	140	143	145	147	151	155	160	164	169	173	177	181	182
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	28.122	29.019	28.929	29.271	30.016	30.786	31.687	32.519	33.164	33.769	34.219	34.929	35.771	36.772	37.820	38.882	39.886	40.921	41.931	42.966	44.163

Tabla 3.15.1- Proyección de demanda de clientes regulados considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad a nivel Nacional, período 2020-2040. [GWh]

Empresa Dx/Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
CHILQUINTA	-1,6%	1,9%	1,3%	1,7%	2,8%	2,8%	3,0%	2,7%	2,3%	2,1%	1,8%	2,9%	2,8%	2,7%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,4%	2,6%	2,6%
EMELCA	1,8%	4,1%	3,2%	2,5%	2,9%	2,8%	2,8%	2,6%	2,5%	2,3%	2,1%	2,7%	2,6%	2,5%	2,6%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,3%	2,4%
LITORAL	0,7%	4,8%	3,7%	3,1%	3,6%	3,5%	3,5%	3,3%	2,7%	2,4%	2,1%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,5%	2,7%	2,6%
ENEL DISTRIBUCIÓN	-7,8%	-0,1%	-1,9%	0,4%	2,1%	2,2%	2,9%	2,3%	1,9%	1,8%	1,4%	2,0%	2,3%	3,1%	3,2%	3,2%	3,0%	2,8%	2,7%	2,6%	3,3%
TIL-TIL	4,1%	1,2%	0,7%	0,8%	0,9%	1,0%	1,4%	1,5%	0,6%	0,6%	0,1%	0,7%	1,1%	1,9%	2,1%	2,1%	1,8%	1,7%	1,6%	1,5%	1,6%
EEPA	-4,0%	5,2%	-3,9%	-0,8%	1,8%	2,7%	3,5%	3,3%	2,6%	2,6%	2,1%	2,7%	3,0%	3,8%	4,0%	4,0%	3,7%	3,6%	3,4%	3,4%	4,3%
CGE	-3,6%	5,5%	0,6%	1,7%	2,8%	2,8%	3,0%	2,8%	2,1%	1,9%	1,4%	2,2%	2,5%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,4%	2,6%
COOPERSOL	1,2%	1,6%	1,3%	1,4%	1,8%	2,0%	3,2%	2,4%	1,3%	1,2%	0,6%	1,7%	1,7%	2,6%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,5%	2,5%	2,6%
COOPELAN	-0,3%	5,9%	2,7%	2,9%	4,7%	4,6%	4,8%	4,5%	3,8%	3,4%	2,6%	3,1%	3,9%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,4%	3,2%	3,3%	3,2%
FRONTEL	1,0%	4,8%	-2,6%	-0,8%	1,8%	1,5%	2,0%	1,9%	1,0%	0,8%	0,2%	0,9%	1,8%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%	1,9%	1,9%	2,4%
SAESA	-4,3%	5,3%	-0,6%	1,4%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	1,6%	1,2%	0,5%	1,1%	1,9%	2,3%	2,3%	2,3%	0,3%	2,1%	2,0%	1,8%	2,1%
CODINER	-0,5%	4,8%	-0,7%	2,1%	4,0%	4,0%	4,0%	3,6%	3,4%	2,2%	1,3%	2,7%	3,0%	3,2%	3,6%	3,5%	3,5%	3,2%	2,6%	1,0%	3,0%
EDECSA	0,9%	7,2%	3,3%	4,2%	4,9%	5,0%	4,9%	4,2%	3,1%	3,4%	2,6%	3,8%	3,6%	3,4%	3,5%	3,3%	3,1%	3,1%	2,8%	3,0%	2,9%
CEC	5,9%	-0,4%	0,7%	0,4%	2,5%	2,4%	2,6%	2,6%	1,9%	1,7%	1,1%	1,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,6%	2,4%	2,6%	2,6%	2,3%	2,5%
LUZLINARES	-4,3%	4,8%	3,6%	3,2%	4,0%	3,6%	3,7%	3,3%	2,7%	2,4%	1,8%	2,3%	3,1%	3,1%	2,8%	2,9%	2,7%	2,8%	2,8%	2,4%	2,5%
LUZPARRAL	9,7%	1,9%	2,6%	1,3%	2,9%	2,4%	2,8%	2,6%	1,9%	1,7%	1,2%	1,8%	2,7%	2,8%	2,6%	2,8%	2,7%	2,8%	2,9%	2,5%	2,6%
COPELEC	5,6%	3,8%	1,5%	2,6%	3,6%	3,3%	3,5%	3,3%	2,4%	2,3%	0,3%	2,2%	2,9%	3,0%	3,0%	2,7%	2,6%	2,8%	2,6%	2,6%	2,6%
COELCHA	10,4%	5,2%	2,1%	2,4%	3,6%	3,5%	3,6%	3,3%	2,4%	2,3%	1,6%	2,2%	3,0%	2,9%	2,8%	2,6%	2,7%	2,6%	2,5%	2,6%	2,5%
SOCOEPA	5,0%	5,8%	2,0%	1,7%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	2,1%	1,8%	1,1%	1,7%	2,6%	2,8%	2,6%	2,7%	2,6%	2,8%	2,6%	2,2%	2,4%
COOPREL	-1,9%	4,9%	3,4%	2,6%	3,5%	3,2%	3,2%	3,2%	2,3%	2,0%	1,3%	1,9%	2,8%	3,0%	2,8%	2,9%	2,7%	2,9%	2,7%	2,4%	2,5%
LUZ OSORNO	-8,0%	5,3%	0,5%	1,4%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	1,7%	1,9%	1,0%	1,7%	2,4%	3,0%	3,0%	3,0%	3,1%	2,8%	2,6%	2,6%	2,8%
CRELL	4,8%	5,4%	2,9%	2,3%	3,2%	3,0%	3,0%	3,2%	2,4%	2,0%	1,4%	1,9%	2,4%	2,8%	2,9%	2,8%	2,8%	2,5%	2,3%	2,3%	0,4%
MATAQUITO		127,2%	7,8%	2,2%	1,5%	1,2%	1,9%	1,9%	1,6%	2,1%	2,5%	7,2%	7,0%	7,2%	7,6%	7,4%	7,9%	8,0%	7,7%	8,0%	8,2%
TOTAL	-4,9%	3,2%	-0,3%	1,2%	2,5%	2,6%	2,9%	2,6%	2,0%	1,8%	1,3%	2,1%	2,4%	2,8%	2,8%	2,8%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,8%

Tabla 3.15.2- Tasas de crecimiento de demanda proyectada de clientes regulados considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad a nivel Nacional, período 2020-2040 [%].

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, para efectos de considerar las respectivas energías adjudicadas en el presente análisis.

PROCESO	LICITACIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA
2006/01	CGED 2006/01	CGE Distribución
	CHL 2006/01	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes y EEPA
	CHQ 2006/01	Chilquinta, Edecsa, Litoral, Luzlinares y LuzParral
	EMEL-SIC 2006/01	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
	SAE 2006/01	CEC, Codiner, Coelcha, Coopelan, Cooprel, Copelec, Crell, Enelsa, Frontel, Luz Osorno, Saesa y Socoeapa
	EMEL-SIC 2006/01-2	Elecda, Emelat, Emelectric y Emetal
2006/02	CHL 2006/02	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes y EEPA
	CHL 2006/02-2	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes y EEPA
2008/01	CGED 2008/01	CGE Distribución
	CGED 2008/01-2	CGE Distribución
	CHQ 2008/01	Chilquinta, Edecsa, Emelca, Litoral, LuzLinares y LuzParral
	EMEL-SING 2008/01	Emelari, Eliqsa y Elecda
2010/01	CHQ 2010/01	Chilquinta y Litoral
	CHL 2010/01	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes
2013/01	SIC 2013/01	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, Til-Til, Edecsa, Enelsa, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoeapa, Crell, Cooprel y Coelcha.
2013/03	SIC 2013/03	
	SIC 2013/03-2	
2015/01	2015/01	Emelari, Eliqsa, Elecda, CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Emelca, Colina, Frontel, EEPA, Til-Til, Edecsa, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoeapa, Crell, Cooprel y Coelcha.
2015/02	2015/02	
2017/01	2017/01	

Tabla 4.1: Licitaciones de suministro y empresas distribuidoras participantes

En el nivel de contratación que se presenta a continuación, se considera a su vez los contratos pactados en forma previa a la publicación de la Ley N° 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.

Cabe señalar que el nivel de contratación correspondiente a las empresas distribuidoras Til-Til, Colina y Luz Andes, se encuentra contenido dentro de la contratación de la empresa Enel Distribución, en virtud de los mandatos de suministro que dichas empresas han sostenido para ser representadas por esta última en las distintas licitaciones de suministro, de acuerdo a lo establecido en el artículo 6° del Reglamento de Licitaciones.

En conformidad con lo anterior, la evolución del nivel de contratación agregado de las empresas distribuidoras para el período 2020-2039, respecto de las adjudicaciones de los procesos licitatorios realizados a la fecha y considerando tanto las componentes base como variable de los bloques de suministro, se puede apreciar en el siguiente gráfico:

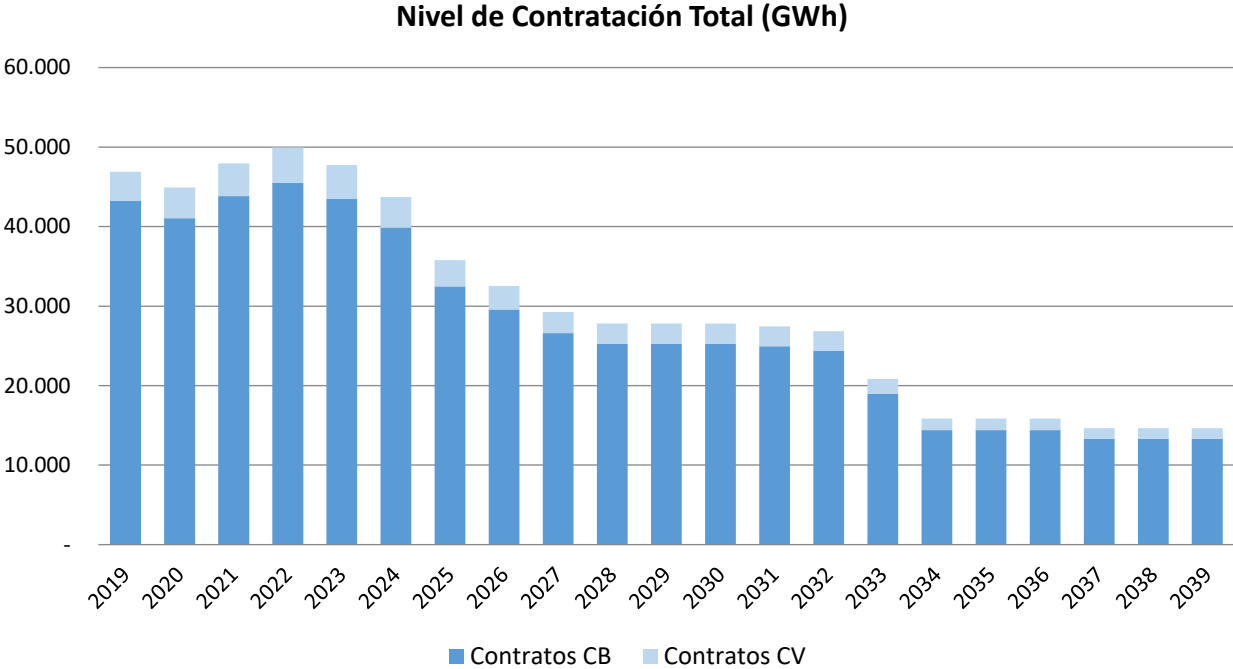


Figura 4.1.- Nivel de contratación de empresas distribuidoras [GWh]

A continuación se presenta el detalle de la proyección de contratación de energía de cada empresa distribuidora para dicho período, considerando únicamente las componentes base de los bloques de suministro:

Concesionaria	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Chilquinta	3.232	3.425	3.565	3.596	3.124	2.528	2.405	1.995	1.943	1.941	1.939	1.911	1.865	1.471	1.147	1.147	1.147	1.060	1.060	1.060
Emelca	24	25	25	26	19	15	15	14	14	14	14	14	14	10	6	6	6	6	6	6
Litoral	117	125	130	131	129	94	88	77	75	75	74	73	72	56	43	43	43	40	40	40
Enel Distribución	14.728	15.665	16.210	15.284	13.050	11.514	10.013	9.637	8.699	8.684	8.669	8.556	8.354	6.440	4.855	4.855	4.855	4.474	4.474	4.474
EEPA	412	358	370	339	303	271	217	207	202	202	202	199	194	148	109	109	109	100	100	100
CGE	17.368	18.578	19.272	18.613	17.823	13.914	13.011	11.055	10.789	10.805	10.822	10.705	10.481	8.250	6.382	6.382	6.382	5.906	5.906	5.906
Coopersol	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Coopelan	105	116	124	114	132	93	84	79	77	77	77	76	74	58	45	45	45	42	42	42
Frontel	1.200	1.339	1.423	1.302	1.291	986	907	863	842	842	843	833	814	627	471	472	473	439	439	439
Saesa	2.551	2.840	3.000	2.748	2.636	2.053	1.884	1.794	1.750	1.750	1.749	1.728	1.688	1.271	922	922	922	854	854	854
Codiner	86	96	102	94	108	77	70	67	65	66	66	66	65	47	32	32	32	29	29	29
EDECSA	79	79	81	83	71	54	50	47	46	46	46	46	45	35	26	26	26	24	24	24
CEC	140	145	149	141	143	111	102	97	95	95	95	93	90	62	38	38	38	35	35	35
LuzLinares	157	171	177	175	175	119	108	101	98	97	96	95	93	72	55	55	55	51	51	51
LuzParral	132	147	153	153	144	102	95	90	88	88	88	88	86	67	51	51	51	48	48	48
Copelec	239	222	232	219	255	183	168	161	158	159	160	159	156	112	73	73	73	69	69	69
Coelcha	89	87	89	86	87	69	62	59	57	56	55	53	51	38	29	29	29	27	27	27
Socoepa	38	37	38	37	42	31	29	28	28	28	29	28	26	17	9	9	9	9	9	9
Cooprel	50	51	53	50	57	43	41	40	40	40	41	42	41	26	12	12	12	12	12	12
Luz Osorno	172	191	201	184	187	139	126	119	116	115	115	113	110	83	61	61	61	56	56	56
Crell	135	132	135	129	118	98	90	86	84	84	84	82	80	55	35	35	35	32	32	32
Mataquito	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	41.056	43.831	45.532	43.507	39.897	32.498	29.567	26.617	25.268	25.268	25.269	24.965	24.402	18.948	14.403	14.404	14.405	13.314	13.314	13.314

Tabla 4.2.1- Nivel de contratación en componente base de empresas distribuidoras [GWh]

Asimismo, el nivel de contratación total de energía de cada empresa distribuidora para el período 2020-2039, incluyendo tanto las componentes base como las componentes variables de los bloques de suministro, son los siguientes:

Concesionaria	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Chilquinta	3.486	3.698	3.852	3.885	3.366	2.781	2.646	2.194	2.137	2.135	2.132	2.102	2.051	1.618	1.262	1.262	1.262	1.166	1.166	1.166
Emelca	27	28	28	28	21	17	16	15	16	16	16	16	15	11	7	7	7	6	6	6
Litoral	126	135	140	142	139	104	97	85	82	82	82	81	79	62	47	47	47	44	44	44
Enel Distribución	16.316	17.326	17.900	16.861	14.379	12.690	11.015	10.600	9.569	9.553	9.536	9.412	9.190	7.084	5.340	5.340	5.340	4.921	4.921	4.921
EEPA	457	396	410	374	334	300	238	227	222	223	222	219	214	162	120	120	120	110	110	110
CGE	18.830	20.161	21.094	20.370	19.501	15.305	14.313	12.160	11.867	11.886	11.904	11.776	11.529	9.075	7.021	7.021	7.021	6.497	6.497	6.497
Coopersol	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Coopelan	115	128	136	125	146	102	92	87	85	85	85	84	82	64	49	49	49	46	46	46
Frontel	1.320	1.473	1.565	1.432	1.420	1.084	997	948	925	926	927	916	895	689	517	518	519	481	481	481
Saesa	2.806	3.124	3.300	3.023	2.899	2.258	2.073	1.974	1.925	1.925	1.924	1.901	1.856	1.398	1.014	1.014	1.014	939	939	939
Codiner	95	105	112	103	119	84	77	74	72	73	73	72	71	52	35	35	35	32	32	32
EDECSA	85	85	87	90	77	59	55	52	51	51	51	50	49	38	29	29	29	27	27	27
CEC	154	160	164	155	157	122	112	107	105	104	104	103	100	68	41	41	41	38	38	38
LuzLinares	169	185	190	188	189	131	118	111	107	107	106	105	102	79	61	61	61	56	56	56
LuzParral	143	159	166	165	156	112	104	99	96	97	97	96	95	74	56	56	56	52	52	52
Copelec	262	244	256	241	280	202	185	177	174	175	176	175	171	123	81	81	81	75	75	75
Coelcha	98	95	98	95	96	76	69	65	63	62	61	59	56	42	32	32	32	30	30	30
Socoepa	42	41	42	40	46	34	32	31	31	31	31	31	29	19	10	10	10	10	10	10
Cooprel	55	56	58	55	63	48	45	44	43	44	45	46	45	29	14	14	14	13	13	13
Luz Osomo	189	210	222	203	206	153	139	131	127	127	126	124	121	91	67	67	67	62	62	62
Crell	149	145	149	142	130	107	99	95	92	92	92	90	88	61	38	38	38	35	35	35
Mataquito	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	44.926	47.956	49.971	47.722	43.726	35.772	32.523	29.278	27.794	27.794	27.795	27.460	26.841	20.842	15.842	15.843	15.844	14.644	14.644	14.644

Tabla 4.2.2- Nivel de contratación total (componentes base y variable) de empresas distribuidoras [GWh]

5. Necesidades de suministro a contratar

A partir de la información de proyecciones de demanda a nivel nacional presentada en el numeral 3, y los niveles de contratación presentados en el numeral 4 anterior, se proyectan las necesidades de suministro de cada empresa distribuidora para el período 2020 a 2039, resultante de la diferencia de ambos términos, donde un valor positivo representa un superávit de contratación y un valor negativo representa un déficit de contratación o necesidad de suministro.

Para efectos de determinar las necesidades de suministro de las empresas distribuidoras, en términos generales se considera que para licitaciones de largo plazo, es decir a partir del año 2026 en adelante, las empresas distribuidoras deben satisfacer su demanda con las componentes base de contratos propios, sin necesariamente considerar las componentes variables en el nivel de contratación de dicho período ni el uso del mecanismo de traspaso de excedentes establecido en el artículo 135° quáter de la Ley, de modo de mantener individualmente una holgura de contratación que permita absorber variaciones no esperadas de demanda. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que en algún año del período se observen altos niveles de excedentes globales en comparación a un déficit neto relativamente menor, se podrá evaluar que dicho déficit pueda ser cubierto con las componentes variables de los contratos, así como con el mecanismo de traspaso de excedentes.

En el corto plazo, correspondiente al período comprendido entre los años 2020 al 2025, ambos inclusive, se considera el eventual uso de las componentes variables de las empresas distribuidoras así como el mecanismo de traspaso de excedentes para aportar a satisfacer 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.

De acuerdo a lo señalado, y considerando los niveles de contratación señalados en la tabla 4.2.2 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 y déficits estimados, son los que se muestran en la siguiente tabla para el período 2020 a 2025:

Cod	Empresa Dx	2020	2021	2022	2023	2024	2025
6	CHILQUINTA	1.147	1.314	1.437	1.430	841	184
8	EMELCA	9	9	9	9	1	-4
9	LITORAL	1	3	4	2	-6	-46
10	Enel Distribución	6.766	7.790	8.546	7.473	4.797	2.895
14	EEPA	248	176	198	165	120	80
18	CGE	6.769	7.437	8.293	7.349	6.115	1.550
20	COOPERSOL	0	0	0	0	0	0
21	COPELAN	3	10	14	0	15	-35
22	FRONTEL	320	426	545	421	390	39
23	SAESA	1.195	1.427	1.614	1.312	1.147	462
26	CODINER	17	24	31	20	33	-5
28	EDECSA	24	20	20	20	3	-18
29	CEC	63	70	73	64	63	26
31	LUZLINARES	39	49	49	43	38	-26
32	LUZPARRAL	33	47	51	49	35	-11
33	COPELEC	20	-7	0	-21	9	-78
34	COELCHA	47	41	43	39	37	16
35	SOCOPEPA	-3	-6	-6	-8	-5	-18
36	COOPREL	14	13	14	10	16	-1
39	LUZ OSORNO	51	65	76	55	54	-3
40	CRELL	39	30	31	21	5	-21
41	MATAQUITO	0	0	0	0	0	0
Total Excedentes		16.806	18.951	21.048	18.480	13.720	5.252
Total Déficit		-3	-13	-6	-29	-10	-266

Tabla 5.1- Necesidades de suministro de corto plazo de empresas distribuidoras [GWh]

De la misma forma, y considerando sólo los niveles de contratación en componente base señalados en la tabla 4.2.1 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 y déficits estimados, son los que se muestran en la siguiente tabla para el período 2026 a 2039:

Empresa Dx	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	-269	-752	-867	-927	-981	-1.093	-1.222	-1.699	-2.112	-2.199	-2.286	-2.463	-2.548	-2.643
EMELCA	-7	-8	-8	-9	-9	-10	-11	-16	-20	-21	-21	-22	-23	-24
LITORAL	-67	-84	-90	-94	-98	-105	-112	-133	-152	-158	-163	-172	-177	-183
EneI Distribución	-61	-673	-1.802	-2.011	-2.173	-2.497	-2.949	-5.209	-7.169	-7.554	-7.921	-8.663	-9.018	-9.375
EEPA	-10	-28	-38	-45	-50	-59	-72	-129	-179	-191	-202	-221	-232	-243
CGE	-1.160	-3.516	-4.082	-4.341	-4.533	-4.982	-5.599	-8.263	-10.575	-11.021	-11.468	-12.388	-12.821	-13.269
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELAN	-60	-71	-78	-84	-88	-94	-103	-125	-146	-152	-159	-169	-176	-183
FRONTEL	-160	-224	-256	-264	-266	-286	-325	-535	-716	-739	-764	-823	-847	-872
SAESA	44	-90	-164	-187	-198	-241	-319	-782	-1.178	-1.227	-1.234	-1.347	-1.390	-1.431
CODINER	-23	-29	-34	-36	-37	-40	-45	-66	-85	-89	-94	-100	-103	-104
EDECSA	-31	-37	-40	-43	-46	-50	-54	-68	-80	-83	-87	-92	-95	-99
CEC	3	-3	-8	-10	-11	-14	-19	-51	-78	-81	-84	-89	-93	-96
LUZLINARES	-55	-67	-75	-80	-83	-89	-97	-123	-146	-152	-158	-167	-173	-179
LUZPARRAL	-32	-40	-45	-47	-48	-51	-56	-79	-99	-103	-107	-115	-120	-124
COPELEC	-122	-139	-149	-155	-155	-163	-175	-230	-278	-287	-297	-312	-322	-332
COELCHA	0	-6	-9	-12	-14	-17	-21	-36	-48	-50	-52	-56	-58	-60
SOCOPEA	-24	-27	-28	-29	-29	-31	-34	-45	-54	-56	-58	-60	-62	-64
COOPREL	-9	-12	-13	-14	-13	-14	-16	-33	-48	-50	-52	-54	-56	-58
LUZ OSORNO	-34	-46	-52	-56	-58	-63	-70	-102	-130	-136	-142	-152	-157	-163
CRELL	-43	-51	-56	-59	-61	-65	-71	-100	-125	-129	-134	-141	-145	-149
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Excedentes	47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Déficit	-2.167	-5.902	-7.897	-8.501	-8.950	-9.964	-11.370	-17.824	-23.417	-24.478	-25.481	-27.607	-28.617	-29.652

Tabla 5.2- Necesidades de suministro de largo plazo de empresas distribuidoras [GWh]

De acuerdo a los resultados presentados en las tablas anteriores, se concluye lo siguiente para cada horizonte de planificación:

- **Corto Plazo:** Se aprecia que para el período 2020-2025, no es necesario realizar nuevas licitaciones de corto plazo, ya que los excedentes de energía superan con creces a los déficits que se presentan durante dicho período.
- **Largo Plazo:** Para los años 2026 en adelante, se aprecia un déficit neto relevante no cubierto por los contratos existentes, por lo tanto se requiere de procesos licitatorios que solventen esas necesidades de suministro.

6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica

Los compromisos de suministro de energía eléctrica hacia clientes finales (tanto regulados como libres), adquiridos por las empresas generadoras participantes del mercado eléctrico en aquellos sistemas con capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW, son cumplidos mediante la adquisición de energía y potencia en el mercado mayorista, independientemente del nivel de generación de sus unidades, 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 estimar una cantidad de energía que cada empresa generadora podría considerar como disponible para efectos de contratación con usuarios finales en el horizonte de análisis, como ejercicio referencial y bajo determinados supuestos, que se ha denominado en el presente informe como “Energía Disponible Estimada”. Cabe señalar, que esta energía no corresponde necesariamente a la energía esperada que inyectará cada central, ni tampoco, dada las características del mercado mayorista, debe tener necesariamente un correlato con los contratos que cada empresa generadora pueda suscribir con sus clientes, dado el carácter financiero, y no físico de los mismos.

Para el cálculo de la Energía Disponible Estimada anual del sistema, se consideró el parque generador en operación a junio de 2020, los proyectos considerados en construcción de acuerdo a la Resolución Exenta N°171, de la Comisión, de fecha 28 de mayo de 2020, que actualiza y comunica obras de generación en construcción, y aquellos proyectos que fueron presentados por los adjudicatarios de licitaciones de suministro a clientes regulados como respaldo de los compromisos adquiridos en dichas licitaciones, utilizándose diversos criterios dependiendo de la tecnología de cada una de las unidades generadoras para determinar su aporte de energía.

De esta forma, en el caso de las centrales hidráulicas se utilizó la generación promedio esperada hasta el año 2033, correspondiente a 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 el Coordinador, junto al cronograma de la primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón, 2019-2024, anunciado el día 4 de junio de 2019 y actualizado el día 9 de diciembre de 2019 por el Ministerio de Energía. Además se considera el anuncio del cierre anticipado de las centrales Bocamina 1 y Bocamina 2.

Para las centrales eólicas y solares, se utilizó la generación promedio esperada hasta el año 2033. 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. En el caso de centrales térmicas cuyo combustible principal corresponde a diésel o alguno de sus derivados, y que no cuentan con la posibilidad de operar con combustible alternativo (como por ejemplo GNL), no se consideró la generación proveniente de éstas para efectos de la estimación de la Energía Disponible Estimada, bajo el criterio que por su finalidad de operar principalmente en períodos de punta y sus altos costos de operación, la producción de estas instalaciones no se encuentra destinada o disponible para cubrir los contratos de largo plazo que resultan de las licitaciones de suministro para empresas distribuidoras. Asimismo, no se consideraron en el cálculo las unidades de generación cuyos propietarios han expresado formalmente su intención de retirarlas del Sistema Eléctrico Nacional a través de acuerdos firmados con el Ministerio de Energía. El resultado de este cálculo se muestra con resolución anual en la siguiente tabla para el total del parque generador considerado.

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Energía disponible estimada anual [GWh]	126.695	138.744	134.744	135.432	136.582	135.102	134.734	134.812	134.653	134.816	134.126	134.126	134.126	134.126

Tabla 6.1: Energía Disponible Anual Total [GWh]

Sin perjuicio de lo anterior, se realizó una sensibilidad considerando la disponibilidad de GNL actual. En este sentido, se consideró que del parque completo de centrales que basan su funcionamiento con gas natural, sólo las centrales San Isidro y Nehuenco (disponibilidad parcial) cuentan con gas para su operación, según el comportamiento histórico observado. El resultado de este cálculo se muestra con resolución anual en la siguiente tabla para el total del parque generador considerado.

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Energía disponible estimada anual [GWh]	118.950	130.999	126.999	127.687	128.837	127.358	126.989	127.067	126.908	127.071	126.381	126.381	126.381	126.381

Tabla 6.2: Energía Disponible Anual Ajustada [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, a las empresas generadoras, mediante el Oficio CNE N°376 de fecha 22 de mayo de 2020, “*informar en forma detallada los niveles de energía y potencia contratados por vuestra empresa desde el año 2020 hasta 2049, 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 la 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 el Coordinador debe disponer, de acuerdo a lo establecido en el artículo 78°-8 numeral f) de la Ley, que establece que el Coordinador debe mantener en el Sistema Público de Información, *“Información con las características principales respecto de los contratos de suministro vigentes entre empresas suministradoras y clientes, incluyendo al menos fecha de suscripción del contrato, plazos de vigencia, puntos y volúmenes de retiros acordados en los respectivos contratos, salvo aquellos aspectos de carácter comercial y económico contenido en los mismos”*.

Además, para clientes sometidos a regulación de precios, se considera la energía contratada en base a los procesos de licitación ya adjudicados, tanto en su componente base como variable.

Año	Clientes Regulados [GWh]	Clientes Libres Distribuidora [GWh]	Clientes Libres [GWh]	Total Energía contratada [GWh]
2020	44.928	10.930	60.787	116.645
2021	47.959	10.725	59.242	117.926
2022	49.975	9.387	57.509	116.871
2023	47.726	7.141	55.724	110.591
2024	43.731	5.359	54.003	103.093
2025	35.779	4.489	52.500	92.768
2026	32.530	3.461	51.467	87.458
2027	29.287	2.939	50.192	82.418
2028	27.804	2.853	46.139	76.796
2029	27.806	2.193	42.143	72.142
2030	27.808	1.743	38.213	67.764
2031	27.476	1.077	34.371	62.923
2032	26.859	1.061	21.669	49.589
2033	20.862	1.061	19.580	41.503

Tablas 6.3: Energía contratada anual [GWh]

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	Total Energía contratada [GWh]	Energía Disponible Estimada anual [GWh]	% Contratación Referencial	Margen [GWh]
2020	116.645	126.695	92%	10.049
2021	117.926	138.744	85%	20.817
2022	116.871	134.744	87%	17.873
2023	110.591	135.432	82%	24.840
2024	103.093	136.582	75%	33.489

Año	Total Energía contratada [GWh]	Energía Disponible Estimada anual [GWh]	% Contratación Referencial	Margen [GWh]
2025	92.768	135.102	69%	42.335
2026	87.458	134.734	65%	47.276
2027	82.418	134.812	61%	52.394
2028	76.796	134.653	57%	57.857
2029	72.142	134.816	54%	62.674
2030	67.764	134.126	51%	66.361
2031	62.923	134.126	47%	71.202
2032	49.589	134.126	37%	84.537
2033	41.503	134.126	31%	92.622

Tablas 6.4: Margen de energía disponible [GWh]

Cabe señalar que la energía contratada que se muestra en las tablas anteriores no corresponde a una proyección de demanda propiamente tal, sino que a la energía máxima que de acuerdo a la información disponible, las empresas suministradoras tienen comprometida con sus clientes en caso que éstos lo requieran, del mismo modo que se considera la energía disponible sin limitar la factibilidad de disposición de GNL por parte de las empresas generadoras, en el entendido que en la medida que sea requerido, el suministro de este insumo podría ser considerado por parte de las empresas correspondientes.

Del análisis de las tablas anteriores, es posible observar, comparando la Energía Disponible Estimada con la Energía Contratada, que de manera agregada existe un margen razonable de energía disponible en el Sistema Eléctrico Nacional para abastecer 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 energía contratada.

Se debe tener en cuenta que este ejercicio es referencial, debido a que no incluye las consideraciones sobre la estrategia de contratación de las empresas generadoras distintas a las asociadas a la diferenciación para centrales diésel, ni tampoco refleja necesariamente el margen individual de energía que cada empresa generadora tendría disponible en forma efectiva, ya que para ello se debe tener en consideración criterios que definan los agentes privados en términos de riesgo, disponibilidad, generación esperada y condiciones especiales de generación, entre otros.

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, no se prevé necesario establecer condiciones especiales de licitación, como la necesidad de realizar una licitación de corto plazo, en conformidad a las disposiciones establecidas en el artículo 135° bis de la Ley.

Cabe señalar que en virtud de los objetivos de eficiencia económica y competencia, las licitaciones deben ser capaces de promover la participación de distintos medios de generación eficientes. A su vez, sobre la base del objetivo de seguridad del sistema, las licitaciones podrán generar condiciones para promover la incorporación de mayor capacidad de generación 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 del objetivo de 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 de Adjudicación	Inicio del Suministro	Volumen a Licitar (GWh/año)
2021 ⁶	2026	2.200
2021	2027	3.700
2022	2028	2.000
2023	2029	600
2024	2030	450

Tabla 8.1: Proyección referencial de próximos procesos de licitación

⁶ En virtud de la Resolución Exenta N°348, publicada con fecha 9 de septiembre de 2020, el proceso licitatorio 2019/01 a realizarse durante el año 2020 fue dejado sin efecto y será reemplazado por un nuevo proceso licitatorio a realizarse durante el año 2021.

Los montos de energía señalados en la tabla anterior corresponden a la componente base del bloque de suministro licitado, sin considerar la componente variable que se adicione para conformar el Bloque de Suministro total, en conformidad a lo señalado en el artículo 32 del Reglamento de Licitaciones.

Cabe señalar que el detalle respecto del diseño particular de los bloques de suministro, las condiciones específicas del proceso, así como el volumen definitivo a licitar, corresponden a materias de bases de licitación y se establecerán en las mismas una vez se realicen los llamados a licitación respectivos.

Artículo Segundo: Notifíquese la presente resolución mediante su envío a las respectivas casillas de correo electrónico de las concesionarias de distribución, las empresas generadoras, y las 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 Notifíquese.

SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

DPR/MOC/CLA/JMS/SCT/JCA/PMG/ gav

Distribución:

1. Gabinete Secretario Ejecutivo CNE.
2. Depto. Jurídico CNE.
3. Depto. Eléctrico CNE.
4. Depto. Regulación Económica CNE.
5. Oficina de Partes CNE.