

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

SANTIAGO, 30 de septiembre de 2021

RESOLUCIÓN EXENTA CNE N° 385

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° 82, de la Comisión, de 22 de marzo de 2021, 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° 175, de la Comisión, de 01 de junio de 2021, 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° 238, de la Comisión, de 22 de julio de 2021, que aprueba informe preliminar de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley;
- g) La Resolución Exenta N° 382, de la Comisión, de fecha 29 de septiembre de 2021, que aprueba respuestas a observaciones al informe 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 deberá responder de manera fundada todas las observaciones técnicas que se hubieren formulado. Dentro del mismo plazo, el Informe Final de Licitaciones que incluye las modificaciones resultantes de las observaciones que hayan sido acogidas deberá ser publicado en el sitio web de la Comisión y adicionalmente enviado por correo electrónico a las concesionarias, empresas generadoras e instituciones y usuarios interesados. El Informe Final de Licitaciones deberá contemplar además 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 notificación 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,
- 7) 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 2021
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.....	6
3.2. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional.....	8
3.3. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios.....	10
3.4. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios.....	10
3.5. Generación Residencial.....	11
3.6. Electromovilidad.....	12
3.7. Proyección de Demanda Total Informada por Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional.....	13
3.8. Antecedentes de demanda histórica de clientes regulados.....	15
3.9. Metodología de ajuste de previsión de demanda.....	17
3.10. Eficiencia Energética.....	20
3.11. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios.....	22
3.12. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios.....	26
3.13. Generación Residencial.....	26
3.14. Electromovilidad.....	28
3.15. Proyecciones de demanda ajustadas.....	30
4. Nivel de contratación existente.....	33
5. Necesidades de suministro a contratar.....	37
6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica.....	40
7. Condiciones especiales de licitación.....	44
8. Proyección de los procesos de licitación de suministro.....	45

INFORME PRELIMINAR- 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 Preliminar 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.

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°177, de fecha 10 de marzo de 2021, en adelante “Of. Ord. CNE N°177” 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.

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°177, 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°177, 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.

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 Sociedad de Ingeniería Eléctrica Mataquito Ltda. ,en adelante “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 2021-2041”¹ en el que realizaron proyecciones de consumo mensuales desde enero 2022 a diciembre 2041 y, adicionalmente, para el año 2021 se propuso una metodología no tendencial en la que se consideró una interpolación lineal mensual entre los valores definidos para el 2020 y los proyectados para 2022. Este estudio trabajó con una modelación econométrica por barra de transmisión nacional, considerando datos históricos desde el año 2011 al 2020 en forma mensual. Sin embargo, el año base en la modelación corresponde al año 2018.

¹ Corresponde a una actualización y complementación al estudio de los últimos dos años realizado por la misma consultora “Proyección de Demanda de Energía de Clientes Regulados Período 2019-2039” y “Proyección de Demanda de Energía de Clientes Regulados Período 2020-2040”

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.

Las proyecciones de la empresa Coopersol 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. En el caso de Mataquito, las tasas de crecimiento utilizadas corresponden a los resultados del informe de "Proyección de Demanda Eléctrica 2019-2039" publicado en enero de 2020 por la gerencia de planificación de la transmisión del Coordinador Eléctrico Nacional y se justifican en base a la realidad de la región de Atacama.

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 Distribución", 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 Distribución 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°177, considerando los 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

En general, 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, proyecciones de efectos de medidas de eficiencia energética, 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 libres que opten por el régimen de clientes regulados 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 mensuales para los años 2021 a 2041, considerando exclusivamente los clientes regulados, agrupados por subestación primaria, la que ha sido seleccionada de una lista de barras entregadas por la Comisión. 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° 177, 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	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	2.221	2.176	2.240	2.309	2.381	2.456	2.530	2.604	2.678	2.754	2.830	2.906	2.984	3.061	3.140	3.219	3.299	3.380	3.461	3.544	3.630
EMELCA	18	17	18	18	19	19	20	21	21	22	22	23	23	24	24	25	25	26	27	27	28
LITORAL	123	123	129	134	140	145	151	156	161	167	172	178	183	189	194	200	205	211	216	222	228
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.613	9.784	9.854	10.030	10.228	10.449	10.643	10.851	11.069	11.291	11.517	11.749	11.986	12.229	12.477	12.732	12.992	13.258	13.531	13.810	14.095
TIL-TIL	17	16	17	17	17	17	17	18	18	18	18	19	19	19	19	19	20	20	20	20	21
EEPA	209	214	215	220	225	231	237	244	250	257	264	271	279	286	294	302	311	319	328	337	347
CGE DISTRIBUCIÓN	12.046	12.292	12.612	13.038	13.480	13.942	14.385	14.828	15.261	15.694	16.125	16.556	16.987	17.418	17.850	18.282	18.715	19.149	19.583	20.028	20.484
COOPERSOL	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
COPELAN	121	127	133	140	147	156	164	172	180	188	196	205	213	221	229	238	246	254	263	271	280
FRONTEL	987	997	1.015	1.045	1.077	1.112	1.143	1.177	1.210	1.243	1.275	1.309	1.342	1.373	1.406	1.438	1.471	1.504	1.538	1.575	1.613
SAESA	1.621	1.659	1.702	1.760	1.823	1.890	1.953	2.017	2.080	2.139	2.199	2.263	2.326	2.383	2.444	2.505	2.565	2.628	2.692	2.768	2.847
CODINER	74	73	75	78	82	86	89	92	96	99	103	106	110	113	117	120	124	127	131	135	138
EDECSA	54	54	57	60	63	66	69	72	75	78	81	83	86	89	92	95	98	101	104	107	110
CEC	81	73	75	78	81	84	86	89	93	96	99	102	106	109	113	116	120	124	128	132	136
LUZLINARES	132	130	136	142	147	153	159	165	170	176	181	187	193	198	204	210	215	221	227	232	238
LUZPARRAL	109	106	109	113	117	121	125	129	133	138	142	147	151	156	161	165	170	175	181	186	191
COPELEC	228	196	203	211	219	227	235	243	251	256	264	272	280	289	296	304	312	321	329	339	347
COELCHA	45	38	40	42	44	46	48	49	51	53	55	57	59	61	62	64	66	68	70	72	74
SOCOEPA	41	37	38	40	42	43	45	46	48	50	51	53	54	56	58	59	61	62	64	66	67
COOPREL	49	50	52	53	55	57	59	61	63	65	67	69	71	73	75	77	79	81	83	85	86
LUZ OSORNO	140	141	144	149	153	158	162	166	171	175	180	186	191	196	202	207	213	219	225	231	237
CRELL	100	95	99	102	106	110	114	118	122	126	129	133	137	141	145	149	153	157	161	165	169
MATAQUITO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
TOTAL	28.032	28.400	28.963	29.780	30.648	31.571	32.435	33.320	34.205	35.086	35.975	36.877	37.782	38.688	39.605	40.532	41.464	42.409	43.363	44.355	45.371

Tabla 3.1.- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas distribuidoras considerando traspasos de clientes, electromovilidad 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 2021, 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 Coordinador³, son los siguientes:

Sistema Zonal	Factor
Sistema A	1,01251
Sistema B	1,03520
Sistema C	1,07411
Sistema D	1,01421
Sistema E	1,02539
Sistema F	1,02383

Tabla 3.2.- 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:

³<https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas-de-empresas-distribuidoras/armonizacion-tarifaria/factores-de-perdida-y-referenciacion-en-sistemas-zonales/2021-factores-de-perdida-y-referenciacion-en-sistemas-zonales/>

Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	2.385	2.338	2.406	2.480	2.557	2.637	2.716	2.796	2.876	2.957	3.038	3.120	3.203	3.286	3.370	3.455	3.541	3.627	3.715	3.804	3.895
EMELCA	19	19	19	20	20	21	22	22	23	23	24	24	25	26	26	27	27	28	29	29	30
LITORAL	132	133	138	144	150	156	162	167	173	179	185	191	197	203	209	214	220	226	232	238	244
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.750	9.924	9.995	10.172	10.373	10.596	10.791	11.001	11.221	11.444	11.673	11.907	12.146	12.391	12.641	12.898	13.160	13.429	13.704	13.986	14.274
TIL-TIL	18	17	17	17	18	18	18	18	18	19	19	19	19	20	20	20	20	21	21	21	21
EEPA	212	217	218	223	228	235	241	247	254	260	267	275	282	290	298	306	314	323	332	341	351
CGE DISTRIBUCIÓN	12.318	12.568	12.897	13.330	13.781	14.252	14.703	15.154	15.596	16.037	16.477	16.916	17.355	17.795	18.235	18.676	19.117	19.560	20.003	20.456	20.921
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3
COPELAN	124	130	136	143	151	160	168	176	185	193	201	210	218	226	235	243	252	260	269	278	287
FRONTEL	1.012	1.022	1.041	1.071	1.104	1.139	1.171	1.206	1.240	1.273	1.306	1.341	1.374	1.406	1.439	1.473	1.506	1.540	1.574	1.613	1.651
SAESA	1.660	1.699	1.742	1.802	1.866	1.935	1.999	2.064	2.129	2.189	2.250	2.315	2.379	2.437	2.500	2.563	2.623	2.688	2.753	2.831	2.912
CODINER	76	75	77	80	84	88	91	95	98	102	105	109	112	116	120	123	127	130	134	138	142
EDECSA	58	58	61	64	68	71	74	77	80	83	87	90	93	96	99	102	105	108	111	115	118
CEC	83	75	77	80	83	86	89	92	95	98	101	105	108	112	115	119	123	127	131	135	139
LUZLINARES	135	134	139	145	151	157	163	169	174	180	186	192	198	203	209	215	221	227	232	238	244
LUZPARRAL	111	108	112	116	120	124	128	133	137	141	146	150	155	160	165	170	175	180	185	191	196
COPELEC	233	201	208	216	224	233	241	250	257	262	271	279	287	296	304	312	320	329	338	347	356
COELCHA	47	39	41	43	45	47	49	51	53	54	56	58	60	62	64	66	68	70	71	73	75
SOCOEPA	42	38	39	41	43	44	46	47	49	51	52	54	56	57	59	61	62	64	66	67	69
COOPREL	50	51	53	55	57	59	61	63	65	67	69	71	73	75	77	79	81	83	85	87	89
LUZ OSORNO	143	145	148	152	157	162	165	170	175	180	185	190	195	201	206	212	218	224	230	236	243
CRELL	103	97	101	105	108	112	116	121	125	129	133	137	141	145	149	153	157	161	165	169	173
MATAQUITO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
TOTAL	28.716	29.087	29.668	30.503	31.390	32.333	33.216	34.121	35.025	35.925	36.834	37.755	38.680	39.606	40.543	41.490	42.443	43.408	44.383	45.397	46.435

Tabla 3.3.- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas distribuidoras considerando traspasos de clientes, electromovilidad 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 a 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	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 3.4.- 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”, Empresa Eléctrica De Casablanca S.A., en adelante “Emelca”, Enel Distribución Chile S.A., en adelante “Enel Distribución”, Empresa Eléctrica Municipal de TIL TIL, en adelante “Til-Til”, Empresa Eléctrica de Puente Alto Ltda, en adelante “EEPA”, Compañía General de Electricidad 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 S.A., en adelante “Codiner”, Energía de Casablanca S.A., en adelante “Edecsa”, Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda., en adelante “CEC”, Luzlinares S.A., en adelante “LuzLinares”, LuzParral S.A., en adelante “LuzParral”, Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda, en adelante “Copelec”, Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda., en adelante “Coelcha”, Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., en adelante “Socoepa”, Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda., en adelante “Cooprel”, 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 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 distintos supuestos.

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	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	4	2	22	23	23	24	24	24	25	25	25	25	25	26	26	26	27	27	27	28	28
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	356	356	36	32	38	43	33	37	39	40	41	42	43	44	45	46	48	49	50	51	53
TIL-TIL	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EEPA	5	5	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
CGE DISTRIBUCIÓN	285	285	175	171	178	186	172	176	175	176	176	177	178	179	179	180	181	182	182	187	192
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
FRONTEL	3	3	6	6	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
SAESA	27	27	33	33	36	39	37	38	39	39	40	40	41	41	42	42	43	43	44	45	46
CODINER	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
EDECSA	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
CEC	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3
LUZLINARES	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
LUZPARRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COPELEC	5	5	2	1	1	1	2	1	2	1	4	2	2	1	1	1	1	3	2	4	3
COELCHA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOCOPEA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CRELL	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	693	691	288	279	297	314	288	298	301	303	300	310	311	313	316	320	322	327	329	331	347

Tabla 3.5.- 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° 177 se solicitó, a cada empresa distribuidora, incluir sus proyecciones de generación residencial. Las empresas Chilquinta, Emelca, Litoral, Enel Distribución, EEPA, CGE Distribución, Coopelan, Frontel, Saesa, Edecsa, CEC, LuzLinares, LuzParral, Copelec, Coelcha, Socoepa, Cooprel, 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	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
EMELCA	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3
LITORAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
DISTRIBUCIÓN	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
CGE	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
DISTRIBUCIÓN	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
FRONTEL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
SAESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LUZLINARES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZPARRAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELEC	1	1	1	2	2	3	3	4	4	4	5	5	6	6	7	7	7	8	8	8	8
COELCHA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOCOPEA	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
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	40	40	41	41	42	42	43	44	44	45	46	46	47	48	48	49	49	50	50	51	51

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

3.6. Electromovilidad

Mediante Of. Ord. CNE N° 177 se solicitó, a cada empresa distribuidora, incluir sus proyecciones de consumo asociado a electromovilidad referente a consumo regulado. Las empresas Chilquinta, CGE Distribución, Frontel, Saesa y Copelec proporcionaron información sobre electromovilidad.

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

Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FRONTEL	0	1	1	1	2	3	3	4	5	9	12	14	17	22	26	30	34	38	42	42	42
SAESA	1	1	2	3	5	6	8	10	14	23	32	37	44	58	69	79	90	101	111	111	111
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	1	3	4	4	5	5	5	6	7	11	11	12	12	13	14	15	15	15	16	16	16
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	5	8	10	11	15	17	20	24	30	46	58	66	76	96	111	127	142	157	172	172	172

Tabla 3.7.- 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	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	-1,9%	-2,0%	2,9%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,9%
EMELCA	18,0%	-4,1%	2,9%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,4%
LITORAL	0,0%	0,1%	4,3%	4,2%	4,1%	3,9%	3,8%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%
ENEL DISTRIBUCIÓN	3,4%	1,8%	0,7%	1,8%	2,0%	2,1%	1,8%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,1%	2,9%
TIL-TIL	-5,5%	-4,2%	0,4%	1,1%	1,2%	1,2%	1,6%	1,2%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,3%
EEPA	2,0%	2,3%	0,5%	2,1%	2,4%	2,7%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	3,9%
CGE	2,1%	2,0%	2,6%	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%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%
COOPERSOL	9,5%	5,5%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	11,6%
COPELAN	8,3%	4,3%	4,8%	5,4%	5,5%	5,6%	5,2%	4,9%	4,7%	4,5%	4,3%	4,2%	4,0%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,3%	3,2%
FRONTEL	0,9%	0,9%	1,8%	2,9%	3,1%	3,2%	2,8%	3,0%	2,8%	2,7%	2,6%	2,7%	2,5%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,4%	2,0%
SAESA	2,4%	2,3%	2,5%	3,4%	3,6%	3,7%	3,3%	3,3%	3,2%	2,8%	2,8%	2,9%	2,8%	2,5%	2,6%	2,5%	2,6%	2,5%	2,4%	2,8%	2,3%
CODINER	-1,2%	-1,2%	3,1%	4,2%	4,6%	4,3%	3,7%	3,9%	3,8%	3,5%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	3,8%
EDECSA	-2,5%	-0,9%	5,3%	5,5%	5,2%	5,0%	4,2%	4,1%	4,1%	3,8%	3,7%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%	3,3%
CEC	-9,0%	-9,8%	3,3%	3,6%	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,2%	3,3%
LUZLINARES	-0,8%	-0,8%	4,2%	4,2%	4,1%	4,0%	3,6%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,8%
LUZPARRAL	-2,7%	-2,8%	3,0%	3,8%	3,4%	3,7%	3,2%	3,4%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%
COPELEC	-6,9%	-14,0%	3,5%	4,0%	3,8%	4,0%	3,5%	3,5%	3,0%	2,0%	3,4%	2,9%	3,0%	3,0%	2,7%	2,6%	2,8%	2,6%	2,7%	2,8%	2,5%
COELCHA	-11,4%	-15,8%	4,3%	4,7%	4,6%	4,5%	3,9%	4,0%	3,8%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,7%
SOCOEPA	-7,4%	-8,6%	3,5%	4,1%	4,2%	3,9%	3,5%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,2%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%
COOPREL	1,9%	1,1%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%	2,5%
LUZ OSORNO	0,8%	0,8%	2,4%	2,9%	3,0%	3,1%	2,3%	2,7%	2,9%	2,7%	2,8%	2,8%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,7%	2,9%
CRELL	-7,8%	-5,4%	3,8%	3,7%	3,6%	3,6%	3,7%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%
MATAQUITO	49,5%	0,9%	5,2%	5,1%	5,0%	4,7%	4,5%	4,3%	4,5%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,4%	4,4%	2,5%
TOTAL	1,5%	1,3%	2,0%	2,8%	2,9%	3,0%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,3%	2,6%

Tabla 3.8.- 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° 150 de fecha 01 de marzo de 2021, los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2000 a 2020, 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 2020, 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	2020
EMELARI	219	222	237	237	254	276	290	299	312	320	330	339	314	292	274
ELIQSA	344	364	384	379	432	466	485	500	507	524	523	534	498	456	434
ELECDA SING	634	664	685	706	749	790	858	908	959	974	991	1.010	976	910	878
ELECDA SIC	18	21	21	21	18	19	19	23	24	21	21	21	16	14	14
EMELAT	508	550	561	566	571	618	641	675	702	675	690	647	507	470	435
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	2.263
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	1.646	1.568
EMELCA	12	13	13	12	14	15	15	15	15	16	17	17	18	17	15
LITORAL	68	71	70	69	71	72	80	85	91	95	102	108	115	121	123
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	9.296
EEC	54	59	61	64	68	71	74	79	86	89	92	89	93	110	115
TIL-TIL	11	12	12	11	12	16	15	14	15	15	14	16	16	16	18
EEPA	197	199	201	201	222	227	246	248	267	273	291	256	220	215	205
LUZ ANDES	6	6	7	7	7	8	8	9	9	9	9	10	10	-	-
CGE DISTRIBUCIÓN	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	8.461	8.193
COOPERSOL	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1
COOPELAN	58	61	62	64	70	82	84	87	88	94	98	97	103	109	112
FRONTEL	670	710	839	799	815	867	924	970	1.022	1.060	1.060	1.008	990	966	978
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	1.584
CODINER	48	50	49	48	51	55	60	67	71	76	85	89	88	76	75
EDECSA	43	45	47	41	44	46	47	55	58	58	60	53	54	58	56
CEC	81	87	96	93	103	101	104	113	115	117	121	109	83	83	89

Empresa Dx	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
LUZLINARES	51	71	85	86	95	103	107	114	125	129	139	132	135	132	133
LUZPARRAL	42	49	56	56	59	66	69	80	92	97	104	104	190	98	112
COPELEC	99	105	114	115	114	125	130	144	157	169	187	196	207	224	245
COELCHA	31	31	36	38	42	48	52	53	57	59	63	46	46	46	51
SOCOEPA	24	26	27	26	26	28	30	31	33	35	38	39	41	42	44
COOPREL	31	30	31	30	31	33	32	36	38	42	45	46	43	41	48
LUZ OSORNO	109	121	127	116	124	135	134	142	153	168	172	159	158	147	139
CRELL	40	47	55	56	63	71	80	83	85	86	87	97	100	102	109
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4
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	28.989	27.608
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	1.660	1.588
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	27.329	26.020

Tabla 3.9.-Demanda histórica 2006-2020 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 2020. 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.

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 asociados al crecimiento vegetativo de la población y del Producto Interno Bruto (PIB) de la economía, pero sin incluir efectos extratendenciales como eficiencia energética, traspasos de clientes regulados al régimen libre, generación residencial y electromovilidad. Adicionalmente, se ajustan los factores esperados de pérdidas de energía determinados por el Coordinador de acuerdo al numeral 3.2 del presente informe.

Para el caso de la empresa Coopersol y Mataquito, se consideró como información base la presentada por las empresas.

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 (2021-2023) se utilizó la proyección del PIB del Informe de Política Monetaria (Ipom) del Banco Central de Chile de septiembre de 2021⁴⁵ y para el largo plazo (2024-2041) la proyección del Comité Consultivo del PIB tendencial del 2021 del Ministerio de Hacienda⁶, según se muestra en la siguiente tabla:

Año	Tasa Crecimiento PIB
2021	11,00%
2022	2,00%
2023	1,50%
2024	2,78%
2025	2,83%
2026	2,85%
2027	2,85%
2028	2,85%
2029	2,85%
2030	2,85%
2031	2,85%
2032	2,85%
2033	2,85%
2034	2,85%
2035	2,85%
2036	2,85%
2037	2,85%
2038	2,85%

⁴<https://www.bcentral.cl/contenido/-/detalle/informe-de-politica-monetaria-septiembre-2021>

⁵ Se considera el valor medio para cada año.

⁶ <http://www.dipres.gob.cl/598/w3-propertyvalue-23765.html>

2039	2,85%
2040	2,85%
2041	2,85%

Tabla 3.10- Tasas de crecimiento de proyección del PIB, período 2021-2041 [%].

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

Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	-1,7%	-1,8%	3,1%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%
EMELCA	18,8%	-2,8%	4,9%	5,6%	6,0%	6,3%	6,5%	6,7%	6,8%	6,9%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	6,9%	6,9%	6,8%	6,7%	6,6%	6,6%	6,5%
LITORAL	0,1%	0,2%	4,4%	4,3%	4,1%	4,0%	3,8%	3,7%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%
ENEL DISTRIBUCIÓN	3,5%	1,8%	0,8%	1,8%	2,0%	2,2%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
TIL-TIL	-4,3%	-4,3%	0,4%	1,1%	1,2%	1,2%	1,6%	1,3%	1,3%	1,2%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
EEPA	2,2%	2,5%	0,7%	2,3%	2,6%	3,0%	2,8%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	3,0%	3,0%
CGE DISTRIBUCIÓN	2,3%	2,2%	2,8%	3,6%	3,6%	3,6%	3,4%	3,3%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
COOPERSOL	3,9%	5,7%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
COOPELAN	9,2%	5,2%	5,6%	6,2%	6,2%	6,2%	5,8%	5,5%	5,3%	5,1%	4,8%	4,7%	4,5%	4,3%	4,2%	4,0%	3,9%	3,8%	3,6%	3,6%	3,6%
FRONTEL	1,0%	1,0%	1,9%	3,1%	3,3%	3,5%	3,1%	3,4%	3,3%	3,4%	3,5%	3,7%	3,7%	3,9%	4,1%	4,2%	4,3%	4,5%	4,6%	4,7%	4,5%
SAESA	2,4%	2,5%	2,7%	3,6%	3,8%	4,0%	3,8%	3,8%	3,8%	3,9%	4,2%	4,5%	4,6%	4,7%	5,1%	5,3%	5,4%	5,7%	5,8%	6,0%	5,8%
CODINER	-1,2%	-1,2%	3,1%	4,2%	4,6%	4,3%	3,8%	4,0%	3,8%	3,5%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%
EDECSA	-2,0%	-0,4%	5,8%	5,9%	5,6%	5,4%	4,6%	4,5%	4,4%	4,1%	4,0%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%
CEC	-8,5%	-9,2%	4,0%	4,3%	4,3%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	4,0%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,6%
LUZLINARES	-0,6%	-0,6%	4,5%	4,5%	4,3%	4,2%	3,8%	3,8%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,7%
LUZPARRAL	-2,4%	-2,5%	3,4%	4,1%	3,7%	4,0%	3,5%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%
COPELEC	-6,2%	-12,2%	6,2%	6,7%	6,8%	7,1%	6,7%	6,7%	6,6%	6,7%	8,1%	7,5%	7,5%	7,4%	7,0%	6,9%	7,0%	6,6%	6,6%	6,5%	6,1%
COELCHA	-11,2%	-15,6%	4,5%	4,8%	4,7%	4,7%	4,0%	4,1%	3,9%	3,8%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%
SOCOPEA	0,3%	-0,8%	11,3%	11,1%	10,6%	9,6%	8,8%	8,4%	8,0%	7,4%	7,0%	6,8%	6,4%	6,1%	5,9%	5,6%	5,4%	5,2%	5,0%	4,9%	4,8%
COOPREL	2,2%	1,5%	4,4%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,8%	3,9%	4,0%
LUZ OSORNO	0,8%	0,8%	2,4%	2,9%	3,0%	3,2%	2,4%	2,7%	2,9%	2,7%	2,9%	2,8%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,7%
CRELL	-7,7%	-5,3%	3,9%	3,8%	3,8%	3,7%	3,8%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%
MATAQUITO	50,4%	2,3%	5,2%	5,1%	5,0%	4,7%	4,5%	4,3%	4,5%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,4%	4,4%	4,4%

Tabla 3.11- Tasas de crecimiento de proyección de demanda por empresa distribuidora, período 2021-2041 [%].

3.10. Eficiencia Energética

Con fecha 17 de mayo de 2021, a través del Oficio Ordinario CNE N° 337, 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 13 de septiembre de 2021, a través de correo electrónico. El desarrollo metodológico de los escenarios energéticos acerca de qué contienen, y sus resultados, se presenta de manera exhaustiva y completa en el Informe Preliminar proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027, el cual se encuentra disponible en el sitio web del Ministerio de Energía⁷. En particular, se consideró el escenario de recuperación económica. Para los cálculos, 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.

⁷ <https://energia.gob.cl/pelp>

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

Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	0,0	0,0	0,0	-0,0	-0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	0,0	0,1	0,3	0,4	0,5	0,6
EMELCA	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	0,1
LITORAL	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
ENEL DISTRIBUCIÓN	0,1	0,2	-0,4	-1,3	-2,6	-4,2	-6,1	-8,0	-9,8	-11,4	-12,8	-13,8	-14,5	-14,7	-14,7	-14,4	-14,0	-13,4	-12,7	-11,8	-10,9
TIL-TIL	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
EEPA	0,0	0,0	-0,0	-0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
CGE DISTRIBUCIÓN	0,2	0,3	0,1	-0,1	-0,5	-1,0	-1,5	-2,2	-2,9	-3,4	-4,1	-4,6	-5,1	-5,0	-4,9	-4,6	-4,3	-3,8	-3,3	-2,7	-2,0
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
COOPELAN	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	-0,1	-0,1	-0,1
FRONTEL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,0	-0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,0	-0,0
SAESA	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
CODINER	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
EDECSA	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
CEC	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
LUZLINARES	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
LUZPARRAL	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
COPELEC	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	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
COELCHA	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
SOCOPEPA	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
COOPREL	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	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
LUZ OSORNO	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	0,1	0,1	0,1
CRELL	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
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	0,4	0,6	-0,3	-1,4	-3,1	-5,3	-7,8	-10,5	-13,1	-15,3	-17,4	-19,1	-20,3	-20,3	-20,0	-19,3	-18,3	-17,0	-15,6	-13,9	-11,9

Tabla 3.12- 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 5000 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 hacia clientes libres.

La figura 3.11.1 muestra la energía comprometida al año 2020, en nuevos contratos suscritos por generadores para el suministro de clientes libres con potencia conectada de hasta 5000 kW, ubicados en zona de concesión, y por empresas distribuidoras para el suministro de sus clientes libres, 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

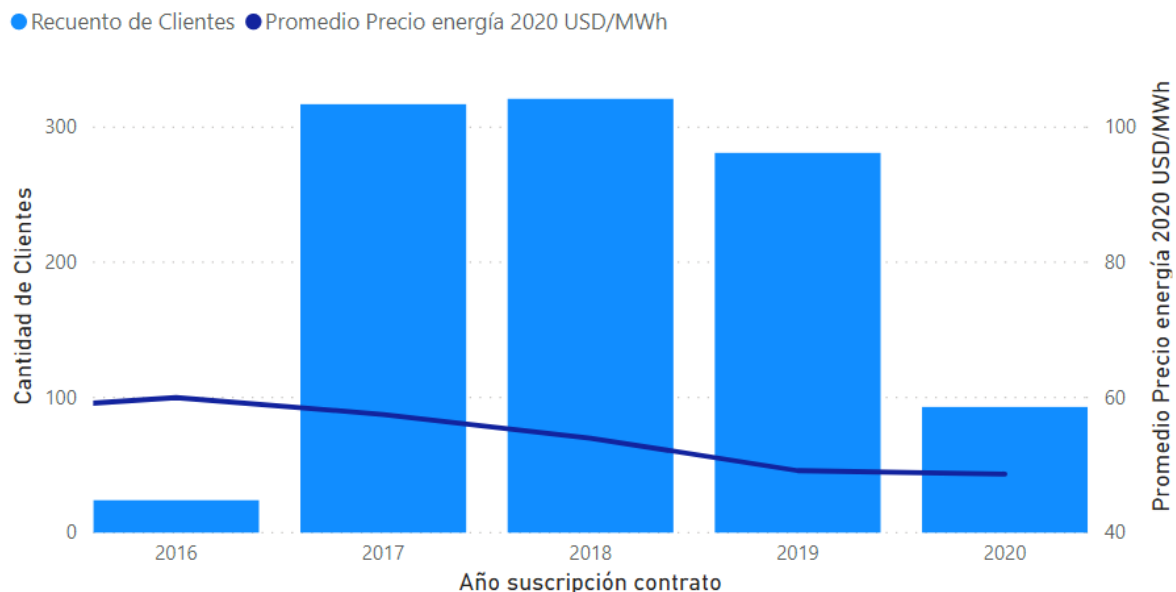


Figura 3.11.2: Número de clientes libres asociados a energía contratada

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.

Con la información anterior, se desprende que en la actualidad ya se ha materializado el traspaso de la mayoría de los clientes regulados a 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°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 MW, 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 solo se verifica una caída en el número de clientes regulados que se traspasan a cliente libre, sino que a su vez estos son de menor tamaño, reflejando que la gran mayoría de los clientes en capacidad de ejercer esta opción, ya lo ha realizado.

Dado lo anterior, para efectos de modelar el año 2022 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, respecto del escenario sin la componente específica a fijar en el peaje de distribución 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	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	3,6	0,5	6,1	2,3	2,4	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,4	3,4
EMELCA	0,1	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
LITORAL	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
ENEL DISTRIBUCIÓN	350,9	120,1	10,4	3,5	4,2	4,7	3,7	4,2	4,5	4,6	4,8	4,8	5,0	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0	6,3	6,6	6,7
TIL-TIL	0,6	0,2	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
EEPA	5,3	1,8	0,6	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
CGE DISTRIBUCIÓN	278,0	95,1	50,3	18,7	19,4	20,3	19,5	19,8	19,6	19,9	20,5	20,4	20,7	21,0	21,3	21,7	22,1	22,3	22,7	24,0	24,1
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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
COOPELAN	1,1	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
FRONTEL	3,4	1,2	1,8	0,7	0,7	0,8	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
SAESA	26,3	9,0	9,5	3,6	3,9	4,2	4,1	4,2	4,3	4,4	4,6	4,6	4,7	4,8	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,7	5,8
CODINER	0,4	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
EDECSA	0,4	0,1	0,7	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
CEC	1,5	0,5	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
LUZLINARES	0,4	0,2	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
LUZPARRAL	0,5	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
COPELEC	4,8	1,6	0,6	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,3	0,1	-0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,4	0,2	-0,5	0,4
COELCHA	0,3	0,1	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
SOCOPEA	0,4	0,1	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
COOPREL	0,0	0,0	0,1	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
LUZ OSORNO	0,1	0,0	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
CRELL	1,8	0,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
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	679,8	231,9	82,7	30,4	32,2	34,2	32,4	33,3	33,7	34,1	34,8	35,5	36,1	36,7	37,5	38,3	39,1	40,0	40,9	42,3	43,5

Tabla 3.13.- 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 17 de mayo de 2021, a través del Oficio Ordinario CNE N° 337, 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 8 de septiembre de 2021, a través de correo electrónico. El desarrollo metodológico de los escenarios energéticos acerca de qué contienen, y sus resultados, se presenta de manera exhaustiva y completa en el Informe Preliminar proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027, el cual se encuentra disponible en el sitio web del Ministerio de Energía⁸. Adicionalmente, para el año 2021 se consideró la información disponible en los Costos de Explotación de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para el año 2020 como dato real, ajustado de acuerdo a la tasa de crecimiento 2020-2021 de la PELP, y para los años posteriores se utilizaron las tasas de crecimiento.

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:

⁸ <https://energia.gob.cl/pelp>

Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	8	12	18	25	36	45	56	68	80	93	99	105	109	113	118	124	130	137	143	148	152
EMELCA	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
LITORAL	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
ENEL DISTRIBUCIÓN	1	2	12	41	83	144	186	203	213	224	228	233	237	241	245	248	251	254	258	261	266
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
EEPA	0	0	0	1	3	5	6	7	7	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9	9
CGE DISTRIBUCIÓN	23	65	137	225	329	434	555	696	821	969	1.045	1.121	1.166	1.200	1.246	1.289	1.316	1.339	1.364	1.389	1.415
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COOPELAN	1	2	3	4	6	7	9	11	12	14	15	16	16	17	18	19	20	21	21	22	23
FRONTEL	3	5	8	11	14	18	22	27	31	39	43	46	50	51	53	56	58	60	62	65	67
SAESA	4	8	14	22	32	47	69	97	118	155	165	171	175	180	185	190	194	198	202	207	212
CODINER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
EDECSA	1	1	1	2	3	3	4	5	6	7	7	8	8	8	9	9	10	10	11	11	11
CEC	0	1	1	1	2	3	4	5	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7
LUZLINARES	1	1	1	2	3	3	4	5	6	6	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8
LUZPARRAL	0	1	1	2	2	3	4	5	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	8	8
COPELEC	1	1	2	3	4	5	6	7	8	10	10	11	11	12	12	13	14	14	15	15	16
COELCHA	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
SOCOEPA	0	0	0	0	0	1	2	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
COOPREL	0	0	0	1	2	5	9	14	17	20	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
LUZ OSORNO	0	1	1	2	3	3	5	6	8	11	11	12	12	13	13	14	14	14	15	15	16
CRELL	0	0	0	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	44	99	202	343	525	731	946	1.165	1.346	1.578	1.683	1.783	1.847	1.898	1.963	2.026	2.072	2.114	2.157	2.203	2.247

Tabla 3.14.- Proyección de generación residencial, a nivel Nacional. [GWh]

3.14. Electromovilidad

Con fecha 17 de mayo de 2021, a través del Oficio Ordinario CNE N° 337, 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 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 8 de septiembre de 2021, a través de correo electrónico. El desarrollo metodológico de los escenarios energéticos acerca de qué contienen, y sus resultados, se presenta de manera exhaustiva y completa en el Informe Preliminar proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027, el cual se encuentra disponible en el sitio web del Ministerio de Energía⁹. En particular, se consideró el escenario de recuperación económica, 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:

⁹ <https://energia.gob.cl/pelp>

Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	1	1	2	6	19	37	61	89	119	153	192	233	278	326	378	432	489	548	606	668	731
EMELCA	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	5	5	6	6
LITORAL	0	0	0	0	1	2	3	5	6	8	10	13	15	18	21	23	27	30	33	36	40
ENEL DISTRIBUCIÓN	3	4	7	23	72	140	230	335	448	577	721	876	1.047	1.228	1.424	1.624	1.841	2.061	2.282	2.514	2.752
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	4	4	5	5
EEPA	0	0	0	1	2	4	6	9	11	15	18	22	27	31	36	41	47	52	58	64	70
CGE DISTRIBUCIÓN	4	5	11	35	110	214	350	510	684	881	1.100	1.336	1.597	1.873	2.172	2.478	2.808	3.144	3.481	3.835	4.197
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
COPELAN	0	0	0	0	1	2	2	4	5	6	8	9	11	13	15	17	20	22	24	27	30
FRONTEL	0	0	1	2	7	13	21	30	41	52	65	79	95	111	129	147	167	187	206	228	249
SAESA	0	1	1	4	12	23	37	55	73	94	118	143	171	200	232	265	300	336	372	410	449
CODINER	0	0	0	0	1	1	2	3	4	5	7	8	10	12	13	15	17	19	21	24	26
EDECSA	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4	4	5	6	8	9	10	11	13	14	16	17
CEC	0	0	0	0	0	1	1	2	2	3	3	4	5	6	6	7	8	9	10	11	12
LUZLINARES	0	0	0	0	1	2	3	4	5	7	8	10	12	14	17	19	21	24	27	29	32
LUZPARRAL	0	0	0	0	1	1	2	4	5	6	8	9	11	13	15	17	19	22	24	27	29
COPELEC	0	0	0	1	2	4	6	9	12	16	20	24	29	34	39	44	50	56	62	69	75
COELCHA	0	0	0	0	0	1	1	2	2	3	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
SOCOPEA	0	0	0	0	0	1	1	2	3	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15
COOPREL	0	0	0	0	0	1	1	2	3	3	4	5	6	7	9	10	11	12	14	15	17
LUZ OSORNO	0	0	0	0	1	3	5	7	9	12	15	18	22	25	29	33	38	42	47	52	57
CRELL	0	0	0	0	1	2	4	6	8	10	12	15	18	21	24	27	31	35	39	42	46
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	9	12	24	73	232	452	740	1.078	1.446	1.861	2.324	2.823	3.375	3.959	4.590	5.236	5.933	6.644	7.355	8.104	8.869

Tabla 3.15.- 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 2021 a 2041, y las tasas de crecimiento anual correspondientes a dicha demanda, son las que se presentan a continuación.

Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	2.382	2.336	2.418	2.499	2.584	2.679	2.776	2.878	2.982	3.089	3.209	3.333	3.463	3.597	3.735	3.873	4.017	4.162	4.309	4.462	4.620
EMELCA	19	19	20	21	22	24	25	27	29	31	34	36	39	42	45	48	52	56	60	64	68
LITORAL	132	133	138	144	151	158	165	172	180	187	195	203	212	220	229	238	247	256	265	275	284
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.877	10.290	10.152	10.327	10.549	10.794	11.038	11.350	11.687	12.040	12.418	12.814	13.231	13.664	14.118	14.583	15.070	15.566	16.070	16.591	17.124
TIL-TIL	18	18	17	18	18	18	18	19	19	20	20	21	21	22	22	23	24	24	25	25	26
EEPA	213	221	221	225	231	237	245	254	264	274	286	297	310	323	336	351	365	380	396	412	428
CGE DISTRIBUCIÓN	12.327	12.750	12.975	13.403	13.863	14.372	14.859	15.367	15.891	16.417	17.035	17.672	18.364	19.084	19.815	20.557	21.341	22.136	22.931	23.757	24.605
COOPERSOL	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4
COPELAN	124	131	137	145	153	162	171	180	190	200	210	221	232	244	255	267	278	290	302	315	328
FRONTEL	1.011	1.022	1.041	1.073	1.110	1.152	1.191	1.237	1.283	1.331	1.386	1.448	1.512	1.583	1.661	1.743	1.832	1.928	2.027	2.133	2.241
SAESA	1.657	1.712	1.758	1.821	1.891	1.966	2.030	2.097	2.177	2.245	2.355	2.481	2.617	2.765	2.930	3.110	3.303	3.514	3.739	3.985	4.238
CODINER	76	75	78	81	86	90	94	98	103	108	113	118	123	128	133	139	144	150	156	162	168
EDECSA	58	58	62	66	70	73	76	79	83	86	90	94	98	102	107	111	115	120	124	129	134
CEC	83	76	79	82	85	89	92	95	99	103	108	113	118	123	128	134	140	146	152	158	164
LUZLINARES	135	134	141	147	153	159	165	172	179	186	194	202	210	218	226	235	244	252	261	270	279
LUZPARRAL	111	109	112	117	121	126	130	135	141	146	153	159	166	173	181	188	196	204	212	220	229
COPELEC	234	208	219	233	249	268	288	308	331	354	381	419	452	488	526	566	607	653	697	740	794
COELCHA	47	39	41	43	45	48	50	52	55	57	60	63	65	68	71	74	77	80	83	86	89
SOCOEPA	45	45	50	55	61	67	72	78	84	91	98	105	113	121	129	137	145	153	162	171	180
COOPREL	50	51	53	55	56	57	55	53	54	54	57	60	64	68	72	76	81	86	90	96	101
LUZ OSORNO	143	144	148	152	157	162	167	172	178	182	190	198	206	215	224	234	244	254	264	275	286
CRELL	103	99	101	105	110	115	120	126	132	137	144	150	157	164	172	179	187	195	203	211	219
MATAQUITO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
TOTAL	28.848	29.672	29.963	30.817	31.767	32.817	33.831	34.952	36.143	37.343	38.737	40.209	41.778	43.417	45.121	46.870	48.713	50.610	52.533	54.541	56.613

Tabla 3.16A- Proyección de demanda de clientes regulados considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad a nivel Nacional, período 2021-2041. [GWh]

Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	-2,0%	-1,9%	3,5%	3,4%	3,4%	3,7%	3,6%	3,7%	3,6%	3,6%	3,9%	3,8%	3,9%	3,9%	3,8%	3,7%	3,7%	3,6%	3,5%	3,6%	3,6%
EMELCA	18,3%	-2,8%	4,5%	5,4%	5,9%	6,6%	6,9%	7,1%	7,3%	7,4%	7,8%	7,7%	7,8%	7,7%	7,6%	7,4%	7,3%	7,2%	7,0%	6,9%	6,9%
LITORAL	0,0%	0,1%	4,3%	4,4%	4,5%	4,5%	4,5%	4,4%	4,3%	4,3%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	4,0%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%
ENEL DISTRIBUCIÓN	4,8%	4,2%	-1,3%	1,7%	2,1%	2,3%	2,3%	2,8%	3,0%	3,0%	3,1%	3,2%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%
TIL-TIL	-4,3%	-1,9%	-2,2%	1,0%	1,3%	1,4%	2,0%	2,2%	2,3%	2,3%	2,5%	2,5%	2,6%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,7%	2,6%
EEPA	2,2%	4,1%	-0,4%	1,9%	2,7%	2,9%	3,1%	3,8%	3,9%	3,9%	4,1%	4,1%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,1%	4,0%	4,0%	4,0%
CGE DISTRIBUCIÓN	2,2%	3,4%	1,8%	3,3%	3,4%	3,7%	3,4%	3,4%	3,4%	3,3%	3,8%	3,7%	3,9%	3,9%	3,8%	3,7%	3,8%	3,7%	3,6%	3,6%	3,6%
COOPERSOL	3,9%	5,3%	3,1%	3,0%	3,4%	3,0%	2,8%	2,3%	0,2%	1,9%	5,7%	6,2%	7,2%	6,8%	6,5%	6,6%	6,8%	6,5%	6,1%	5,8%	5,7%
COOPELAN	8,1%	5,3%	4,9%	5,8%	5,8%	5,8%	5,6%	5,3%	5,4%	4,9%	5,3%	5,2%	5,0%	5,0%	4,7%	4,5%	4,3%	4,3%	4,1%	4,2%	4,1%
FRONTEL	0,7%	1,1%	1,9%	3,1%	3,5%	3,8%	3,4%	3,8%	3,8%	3,7%	4,1%	4,5%	4,4%	4,7%	4,9%	5,0%	5,1%	5,2%	5,2%	5,2%	5,1%
SAESA	2,2%	3,3%	2,7%	3,6%	3,8%	3,9%	3,3%	3,3%	3,8%	3,1%	4,9%	5,3%	5,5%	5,6%	6,0%	6,1%	6,2%	6,4%	6,4%	6,6%	6,4%
CODINER	-1,2%	-0,9%	3,6%	4,4%	5,3%	4,9%	4,4%	5,1%	4,7%	4,4%	4,6%	4,5%	4,3%	4,3%	4,3%	4,1%	4,1%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%
EDECSA	-3,0%	-0,4%	7,7%	6,3%	4,8%	5,1%	3,8%	4,3%	4,3%	3,9%	4,6%	4,5%	4,5%	4,4%	4,3%	4,0%	4,0%	3,8%	3,8%	3,8%	3,9%
CEC	-9,0%	-8,2%	4,1%	4,3%	3,5%	3,8%	3,7%	3,7%	4,2%	4,3%	4,4%	4,5%	4,4%	4,4%	4,4%	4,3%	4,3%	4,2%	4,1%	4,1%	4,0%
LUZLINARES	-0,9%	-0,5%	4,9%	4,5%	4,0%	4,2%	3,8%	4,0%	4,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,0%	3,9%	3,9%	3,7%	3,7%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%
LUZPARRAL	-2,8%	-2,3%	3,2%	4,2%	3,3%	4,0%	3,5%	3,8%	4,0%	4,2%	4,3%	4,3%	4,3%	4,2%	4,3%	4,2%	4,2%	4,1%	4,0%	4,0%	3,9%
COPELEC	-6,6%	-11,0%	4,9%	6,6%	6,7%	7,7%	7,5%	6,9%	7,6%	7,0%	7,6%	9,8%	8,0%	7,9%	7,8%	7,5%	7,4%	7,5%	6,8%	6,1%	7,4%
COELCHA	-11,4%	-15,3%	4,0%	4,9%	5,1%	5,2%	4,7%	4,8%	4,8%	4,6%	4,6%	4,5%	4,4%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,8%	3,7%
SOCOPEA	0,3%	-0,3%	10,7%	11,1%	10,6%	9,5%	8,2%	7,9%	8,2%	7,6%	7,8%	7,6%	7,3%	6,9%	6,6%	6,3%	6,1%	5,8%	5,5%	5,4%	5,3%
COOPREL	2,2%	1,4%	4,1%	3,4%	2,5%	0,9%	-2,7%	-3,5%	1,1%	0,4%	4,8%	5,7%	6,4%	6,2%	6,1%	6,0%	5,9%	5,8%	5,7%	5,7%	5,7%
LUZ OSORNO	0,6%	0,7%	2,6%	2,8%	3,2%	3,5%	2,7%	3,1%	3,6%	2,4%	4,1%	4,1%	4,4%	4,3%	4,3%	4,2%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%
CRELL	-7,8%	-4,2%	2,8%	4,0%	4,3%	4,5%	4,8%	4,6%	4,5%	4,2%	4,7%	4,6%	4,7%	4,6%	4,5%	4,4%	4,3%	4,2%	4,0%	4,0%	4,0%
MATAQUITO	50,4%	2,3%	5,2%	5,1%	5,0%	4,7%	4,5%	4,4%	4,5%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,4%	4,4%
TOTAL	2,0%	2,9%	1,0%	2,8%	3,1%	3,3%	3,1%	3,3%	3,4%	3,3%	3,7%	3,8%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%

Tabla 3.16B- Tasas de crecimiento de demanda proyectada de clientes regulados considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad a nivel Nacional, período 2021-2041 [%].

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 2006/01-2	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	Chilquintay 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, Socoepa, Crell, Cooprel y Coelcha.
2013/03	SIC 2013/03	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emetal, Til-Til, Edecsa, Enelsa, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepa, Crell, Cooprel y Coelcha.
	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, Socoepa, Crell, Cooprel y Coelcha.
2015/02	2015/02	
2017/01	2017/01	
2021/01	2021/01	CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Emelat, Emelca, Colina, Frontel, EEPA, Edecsa, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepa, Crell, Cooprel, Coelcha y Mataquito.

Tabla 4.1: Licitaciones de suministro y empresas distribuidoras participantes

El cómputo del nivel de contratación que se presenta a continuación considera, además, 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 2021-2040, 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:

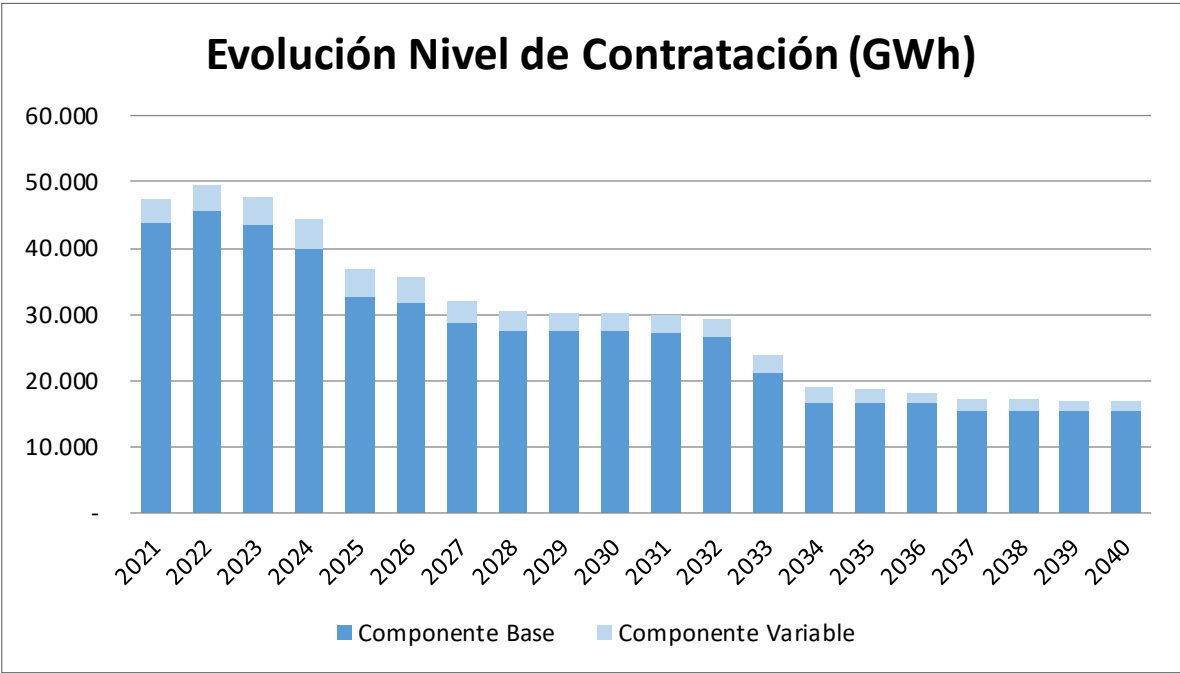


Figura 1.- Nivel de contratación de empresas distribuidoras [GWh]

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:

Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Chilquinta	3.425	3.565	3.596	3.124	2.528	2.678	2.275	2.185	2.181	2.179	2.152	2.101	1.681	1.357	1.357	1.357	1.270	1.270	1.270	1.270
Emelca	25	25	26	19	15	22	17	17	17	17	17	16	12	8	8	8	8	8	8	8
Litoral	125	130	131	129	94	157	108	100	99	99	96	93	72	60	60	60	56	56	56	56
Enel Distribución	15.665	16.210	15.284	13.050	11.514	10.075	9.887	9.201	9.205	9.203	9.108	8.925	7.083	5.498	5.498	5.498	5.117	5.117	5.117	5.117
EEPA	358	370	339	303	271	227	217	213	214	215	213	208	164	125	125	125	116	116	116	116
CGE Distribución	18.578	19.272	18.613	17.823	13.914	14.187	12.364	11.925	11.928	11.936	11.805	11.563	9.270	7.402	7.402	7.402	6.926	6.926	6.926	6.926
Coopersol	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3
Coopelan	116	124	114	132	93	144	106	99	99	99	97	94	74	60	60	60	57	57	57	57
Frontel	1.339	1.423	1.302	1.291	986	1.069	946	913	911	908	896	877	693	537	538	539	505	505	505	505
Saesa	2.840	3.000	2.748	2.636	2.053	1.884	1.828	1.796	1.798	1.798	1.781	1.749	1.367	1.018	1.018	1.018	950	950	950	950
Codiner	96	102	94	108	77	93	78	75	75	75	75	73	55	40	40	40	38	38	38	38
EDECSA	79	81	83	71	54	81	61	58	58	58	57	55	43	35	35	35	33	33	33	33
CEC	145	149	141	143	111	102	99	97	97	97	96	94	68	44	44	44	41	41	41	41
LuzLinares	171	177	175	175	119	163	126	119	118	117	115	112	87	70	70	70	66	66	66	66
LuzParral	147	153	153	144	102	127	105	100	100	100	99	97	77	61	61	61	57	57	57	57
Copelec	222	232	219	255	183	292	213	199	199	198	195	190	140	102	102	102	97	97	97	97
Coelcha	87	89	86	87	69	63	61	60	59	59	57	55	43	33	33	33	31	31	31	31
Socoepa	37	38	37	42	31	54	38	36	36	36	35	33	22	15	15	15	14	14	14	14
Cooprel	51	53	50	57	43	50	44	43	44	44	45	44	30	16	16	16	15	15	15	15
Luz Osorno	191	201	184	187	139	161	136	130	130	129	127	124	96	73	73	73	69	69	69	69
Crell	132	135	129	118	98	133	105	100	99	99	96	94	67	47	47	47	44	44	44	44
Mataquito	-	-	-	-	-	3	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	43.831	45.531	43.506	39.897	32.498	31.766	28.817	27.467	27.468	27.468	27.164	26.601	21.148	16.603	16.604	16.605	15.514	15.514	15.514	15.514

Tabla 4.2.A- Nivel de contratación en componente base de empresas distribuidoras [GWh]

El nivel de contratación total de energía de cada empresa distribuidora para el período 2021-2040, incluyendo tanto las componentes base como las componentes variables de los bloques de suministro, son los siguientes:

Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Chilquinta	3.698	3.852	3.885	3.366	2.781	2.932	2.489	2.391	2.387	2.385	2.355	2.300	1.838	1.482	1.482	1.482	1.386	1.386	1.386	1.386
Emelca	28	28	28	21	17	23	19	18	18	18	18	18	13	9	9	9	8	8	8	8
Litoral	135	140	142	139	104	169	117	109	108	107	105	102	79	65	65	65	61	61	61	61
Enel Distribución	17.326	17.900	16.861	14.379	12.690	11.079	10.864	10.096	10.099	10.097	9.991	9.789	7.759	6.015	6.015	6.015	5.596	5.596	5.596	5.596
EEPA	396	410	374	334	300	249	238	234	235	235	233	229	179	137	137	137	127	127	127	127
CGE Distribución	20.161	21.094	20.370	19.501	15.305	15.547	13.535	13.061	13.065	13.074	12.931	12.666	10.146	8.092	8.092	8.092	7.568	7.568	7.568	7.568
Coopersol	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3
Coopelan	128	136	125	146	102	156	115	108	108	108	106	103	80	65	65	65	62	62	62	62
Frontel	1.473	1.565	1.432	1.420	1.084	1.167	1.036	1.000	998	995	982	961	758	587	587	588	551	551	551	551
Saesa	3.124	3.300	3.023	2.899	2.258	2.073	2.009	1.973	1.976	1.975	1.957	1.921	1.499	1.115	1.115	1.115	1.040	1.040	1.040	1.040
Codiner	105	112	103	119	84	101	85	82	82	82	82	80	60	43	43	43	41	41	41	41
EDECSA	85	87	90	77	59	88	67	63	63	63	62	60	47	38	38	38	36	36	36	36
CEC	160	164	155	157	122	112	109	107	107	107	106	103	75	48	48	48	45	45	45	45
LuzLinares	185	190	188	189	131	177	137	129	128	128	125	122	95	76	76	76	72	72	72	72
LuzParral	159	166	165	156	112	138	114	109	109	109	108	106	84	66	66	66	62	62	62	62
Copelec	244	256	241	280	202	315	231	217	217	216	213	207	152	111	111	111	105	105	105	105
Coelcha	95	98	95	96	76	69	67	65	65	64	63	61	47	36	36	36	34	34	34	34
Socoepa	41	42	40	46	34	58	42	39	39	39	38	36	24	16	16	16	15	15	15	15
Cooprel	56	58	55	63	48	55	48	47	48	49	49	49	33	18	18	18	17	17	17	17
Luz Osorno	210	222	203	206	153	176	149	143	142	141	139	135	105	80	80	80	75	75	75	75
Crell	145	149	142	130	107	144	114	109	108	108	105	102	74	51	51	51	48	48	48	48
Mataquito	-	-	-	-	-	3	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	47.955	49.971	47.721	43.725	35.772	34.832	31.588	30.103	30.104	30.104	29.770	29.151	23.151	18.152	18.153	18.154	16.954	16.954	16.954	16.954

Tabla 4.2.B- 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 2021 a 2040, 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 2027 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 2021 al 2026, 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.B 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 2021 a 2026:

Cod Dx	Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026
6	CHILQUINTA	1.316	1.516	1.467	867	197	253
8	EMELCA	8	9	9	0	-5	0
9	LITORAL	2	8	3	-5	-47	11
10	Enel Distribución	7.431	7.593	6.692	4.034	2.123	268
14	EEPA	184	189	154	109	69	12
18	CGE	7.834	8.344	7.394	6.098	1.442	1.175
20	COOPERSOL	0	0	0	0	0	0
21	COPELAN	4	5	-12	1	-51	-6
22	FRONTEL	462	543	391	347	-26	15
23	SAESA	1.467	1.588	1.265	1.078	367	107
26	CODINER	30	37	25	38	-1	12
28	EDECSA	27	29	27	11	-10	15
29	CEC	77	88	76	74	36	23
31	LUZLINARES	50	56	48	42	-22	18
32	LUZPARRAL	48	57	53	39	-8	12
33	COPELEC	10	47	22	47	-47	47
34	COELCHA	49	58	54	52	31	21
35	SOCOEPA	-4	-3	-9	-9	-27	-9
36	COOPREL	5	7	2	8	-9	-2
39	LUZ OSORNO	67	78	55	54	-4	13
40	CRELL	42	50	41	25	-3	29
41	MATAQUITO	-0,650	-0,665	-0,700	-0,735	-0,772	1,963
Total Excedentes		19.112	20.302	17.779	12.924	4.265	2.032
Total Déficit		-5	-3	-22	-15	-261	-17

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.A 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 de déficits estimados, son los que se muestran en la siguiente tabla para el período 2027 a 2040:

Cod Dx	Empresa Dx	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
6	CHILQUINTA	-501	-693	-801	-910	-1.057	-1.232	-1.782	-2.240	-2.378	-2.516	-2.747	-2.892	-3.039	-3.192
8	EMELCA	-8	-10	-12	-15	-17	-20	-27	-34	-37	-40	-44	-48	-52	-56
9	LITORAL Enel	-57	-72	-80	-89	-99	-110	-139	-161	-170	-178	-191	-200	-209	-218
10	Distribución	-1.169	-2.168	-2.501	-2.856	-3.331	-3.910	-6.169	-8.189	-8.642	-9.108	-9.977	-10.474	-10.978	-11.500
14	EEPA	-28	-41	-50	-60	-73	-89	-146	-198	-212	-226	-249	-264	-279	-295
18	CGE	-2.495	-3.442	-3.963	-4.481	-5.229	-6.109	-9.094	-11.682	-12.413	-13.155	-14.415	-15.210	-16.005	-16.831
20	COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	COPELAN	-66	-81	-91	-101	-113	-127	-159	-184	-195	-207	-221	-233	-245	-258
22	FRONTEL	-245	-324	-372	-423	-490	-571	-819	-1.046	-1.123	-1.205	-1.328	-1.423	-1.523	-1.628
23	SAESA	-202	-301	-379	-447	-574	-731	-1.250	-1.747	-1.912	-2.092	-2.353	-2.564	-2.789	-3.035
26	CODINER	-16	-24	-28	-32	-38	-44	-68	-88	-94	-99	-107	-113	-118	-124
28	EDECSA	-15	-21	-25	-28	-33	-38	-55	-68	-72	-76	-83	-87	-92	-96
29	CEC	7	2	-2	-6	-12	-19	-50	-79	-84	-90	-98	-104	-110	-117
31	LUZLINARES	-39	-53	-61	-69	-79	-90	-122	-148	-156	-165	-177	-186	-195	-204
32	LUZPARRAL	-26	-35	-41	-46	-54	-62	-89	-112	-120	-127	-139	-147	-155	-163
33	COPELEC	-75	-108	-132	-156	-186	-229	-312	-386	-424	-464	-510	-556	-600	-643
34	COELCHA	11	7	4	1	-3	-7	-23	-35	-38	-41	-46	-49	-52	-55
35	SOCOPEPA	-34	-42	-49	-55	-63	-72	-90	-106	-114	-122	-131	-139	-148	-157
36	COOPREL	-11	-10	-10	-10	-12	-16	-34	-52	-56	-60	-65	-70	-75	-80
39	LUZ OSORNO	-30	-42	-48	-53	-63	-74	-111	-142	-151	-161	-175	-185	-196	-206
40	CRELL	-16	-26	-33	-39	-47	-57	-90	-118	-125	-132	-143	-151	-159	-167
45	MATAQUITO	0,035	-0,222	-0,262	-0,305	-0,349	-0,396	-0,665	-0,716	-0,768	-0,823	-0,880	-0,940	-1,002	-1,066
Total Excedentes		18	9	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Déficit		-5.032	-7.495	-8.680	-9.876	-11.573	-13.608	-20.631	-26.814	-28.517	-30.265	-33.199	-35.096	-37.018	-39.027

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 2020-2026, no resulta indispensable realizar nuevas licitaciones de corto plazo, ya que los excedentes de energía superan a los déficits que se presentan durante dicho período. No obstante, lo anterior, para el año 2026 se aprecia que el nivel de sobrecontratación del sistema se reduce significativamente, lo cual implica un menor nivel de holgura para enfrentar variaciones de demanda.

- **Largo Plazo:** Para los años 2027 en adelante, se aprecia un déficit neto relevante no cubierto por los contratos existentes, por lo tanto, se requiere de nuevos procesos licitatorios que solventen esas necesidades de suministro contratado.

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 2021, los proyectos considerados en construcción de acuerdo a la Resolución Exenta N°209, de la Comisión, de fecha 30 de junio de 2021, 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, considerando la variabilidad natural y los efectos del cambio climático. 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, actualizado el día 9 de diciembre de 2019 por el Ministerio de Energía, y todas las comunicaciones presentadas de acuerdo a lo que se indica en el Informe Técnico de Precio de Nudo de Corto Plazo de agosto 2021 en su numeral 1.6.¹⁰

¹⁰ Cabe tener presente que, para la determinación de la oferta potencial de energía, se establece un escenario conservador con respecto a la operación de las centrales en Estado de Reserva Estratégica, en atención a que en este para efectos de este cálculo son consideradas con una energía generable igual a cero en el horizonte analizado.

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	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Energía disponible estimada anual [GWh]	125.714	134.447	133.193	134.702	131.571	133.232	133.007	132.808	123.970	123.602	123.218	123.218	123.218

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	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Energía disponible estimada anual [GWh]	118.239	126.972	125.718	127.228	124.096	125.758	125.532	125.333	116.496	116.127	115.743	115.743	115.743

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°301 de fecha 28 de abril de 2021 *“informar en forma detallada los niveles de energía y potencia contratados por vuestra empresa desde el año 2021 hasta 2051, 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]
2021	47.955	5.623	61.690	115.268
2022	49.971	5.537	63.008	118.516
2023	47.721	4.145	61.399	113.265
2024	43.725	3.538	58.417	105.680
2025	35.772	3.229	55.708	94.709
2026	34.832	2.595	52.861	90.288
2027	31.588	2.289	50.955	84.832
2028	30.103	2.227	47.100	79.430
2029	30.104	2.152	42.018	74.274
2030	30.104	1.744	37.772	69.620
2031	29.770	1.627	33.310	64.707
2032	29.151	1.694	22.755	53.600
2033	23.151	1.694	20.677	45.522

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]
2021	115.268	128.230	90%	12.962
2022	118.516	133.813	89%	15.297
2023	113.265	132.423	86%	19.158
2024	105.680	133.938	79%	28.258
2025	94.709	131.306	72%	36.597
2026	90.288	132.619	68%	42.331
2027	84.832	131.701	64%	46.869
2028	79.430	132.164	60%	52.734
2029	74.274	131.521	56%	57.247
2030	69.620	130.947	53%	61.327
2031	64.707	130.583	50%	65.876
2032	53.600	130.583	41%	76.983
2033	45.522	130.583	35%	85.061

Tablas 6.4: Margen de energía disponible [GWh]

Cabe señalar que la energía contratada que se muestra en las tablas 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 por parte del Sistema Eléctrico Nacional para abastecer a sus compromisos de suministro y a la demanda que pudiera necesitar futuros contratos de suministro. El resultado positivo de este margen refleja la suficiencia del sistema frente a la 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 deben 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 o almacenamiento al mismo. Cabe señalar que, en virtud de las necesidades de incremento de la capacidad instalada contenidas en el programa de obras indicativo de generación y almacenamiento del Informe de Precios de Nudo de Corto Plazo de agosto de 2021, y aun considerando únicamente la capacidad comprometida en los proyectos que respaldan las ofertas adjudicadas en el proceso de licitación 2021/01, así como lo señalado en el capítulo 6 anterior, no se prevén significativas brechas de capacidad del sistema que pongan en riesgo la seguridad del sistema.

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)
2022	2027	5.000
2022	2028	2.500
2023	2029	1.180
2024	2030	1.200
2025	2031	1.700

Tabla 8.1: Proyección referencial de próximos procesos de licitación

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.

Para el año 2022 se proyectan dos procesos de licitación, motivados por no haber podido llevar a cabo los dos procesos de licitación que el informe de licitaciones 2020 preveía adjudicar durante 2021¹¹. Por ello, y ante la incertidumbre en torno a la evolución de la situación sanitaria y el crecimiento esperado del PIB, se considera necesario realizar un primer proceso de licitación durante el primer semestre de 2022, con bloques de suministro que inicien en 2027 y luego, tomando en consideración la proyección de demanda del informe de licitaciones 2022, efectuar el segundo proceso, con bloques de suministro que inicien en 2028.

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.

¹¹ El proceso de Licitación Suministro 2021/01 originalmente contemplaba la adjudicación en Segunda etapa con fecha 29 de junio de 2021 la cual, por razones asociadas a la situación sanitaria por Covid-19, debió posponerse hasta el 7 de septiembre de 2021.

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/JCA/JMS/SCT/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.