

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

**SANTIAGO, 17 de octubre de 2022**

**RESOLUCIÓN EXENTA N° 784**

**VISTOS:**

- a) Lo dispuesto en 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, "el Ministerio" y "la Comisión" respectivamente, modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- 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, en especial las introducidas por la Ley N° 20.805, en adelante e indistintamente "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 de servicio público de distribución de energía eléctrica y deroga el Decreto Supremo N°4, 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°668, de la Comisión Nacional de Energía, de 21 de noviembre de 2017, que tiene por conformado, a partir de la fecha que indica, el Sistema Eléctrico Nacional, por Interconexión del Sistema Eléctrico Interconectado del Norte Grande con el Sistema Eléctrico Interconectado Central, para todos los efectos legales;
- e) Lo solicitado por esta Comisión a través de Oficio Ordinario N°192, de 14 de marzo de 2022;
- f) Lo solicitado por esta Comisión a través de Oficio Ordinario N°292, de 3 de mayo de 2022;
- g) Lo establecido en la Resolución Exenta N°196, de 25 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de Energía, que declara

abierto el proceso para formar el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos;

- h) Lo establecido en la Resolución Exenta N°419, de 6 de junio de 2022, de la Comisión Nacional de Energía, que crea el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos;
- i) La Resolución Exenta N° 604, de la Comisión, de 2 de agosto de 2022, que aprueba informe preliminar de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley;
- j) La Resolución Exenta N° 783, de la Comisión, de fecha 17 de octubre de 2022, que aprueba respuestas a observaciones al informe de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley; y,
- k) El Decreto Supremo Exento N° 59, de 10 de marzo de 2022, del Ministerio de Energía, que establece orden especial de subrogación para el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- l) 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 precio, 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 periodo relevante y, si existieren, las condiciones especiales de la licitación;
3. Que, asimismo, las concesionarias de distribución, las empresas generadoras y aquellas instituciones y usuarios interesados, esto es, toda persona natural o jurídica que pudiera tener interés directo o eventual en el proceso de licitación, y que se hubieran inscrito en el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados, a que hace referencia el literal h) 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 que se refieran a aspectos o materias de carácter técnico 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, asimismo, el señalado artículo 15° del Reglamento dispone que las observaciones técnicas formuladas y los antecedentes que le sirvan de sustento tendrán carácter público y serán publicadas en el sitio web de la Comisión;
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 General de Servicios Eléctricos.

**RESUELVO:**

**ARTÍCULO PRIMERO:** Apruébese el siguiente Informe Final de Licitaciones:



**LICITACIONES DE  
SUMINISTRO ELÉCTRICO**

**INFORME FINAL**

**SEPTIEMBRE 2022  
SANTIAGO – CHILE**

## ÍNDICE

1.	Introducción .....	6
2.	Supuestos y metodologías utilizadas.....	7
3.	Proyecciones de demanda .....	9
3.1.	Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria	10
3.2.	Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional	12
3.3.	Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios	14
3.4.	Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios	15
3.5.	Generación Residencial	17
3.6.	Electromovilidad	18
3.7.	Proyección de Demanda Total Informada por Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional	19
3.8.	Antecedentes de demanda histórica de clientes regulados .....	22
3.9.	Metodología de ajuste de previsión de demanda .....	24
3.10.	Eficiencia Energética.....	27
3.11.	Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios .....	29
3.12.	Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios .....	33
3.13.	Generación Residencial .....	35
3.14.	Electromovilidad .....	37
3.15.	Proyecciones de demanda ajustadas.....	39
4.	Nivel de contratación existente .....	42
5.	Necesidades de suministro a contratar.....	46
6.	Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica.....	49
7.	Condiciones especiales de licitación .....	53

# INFORME FINAL- LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

## 1. Introducción

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

Este Informe Final contiene aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda de las concesionarias de servicio público de distribución sujetas a la obligación de licitar, de la situación esperada respecto de la oferta potencial de energía eléctrica en el período relevante y, si existieren, las condiciones especiales de la licitación.

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°192, de fecha 14 de marzo de 2022, en adelante “Of. Ord. CNE N°192” 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°192, 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°192, 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, Chilquinta Energía S.A., en adelante “Chilquinta”, Empresa Eléctrica De Casablanca S.A., en adelante “Emelca”, Compañía Eléctrica del Litoral S.A., en adelante “Litoral”, Enel Distribución Chile S.A., en adelante “Enel Distribución”, Empresa Eléctrica Municipal de TIL TIL, en adelante “Til-Til”, Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A., 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”, 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”, que

justifican las proyecciones y tasas tendenciales obtenidas para el presente informe, se basan en los resultados del estudio conjunto contratado a la consultora Systep Ingeniería y Diseños S.A., “Proyección de demanda para clientes regulados 2022-2042”, en el que realizaron proyecciones de consumo mensual desde enero 2022 a diciembre 2042. Este estudio trabajó con una modelación econométrica utilizando modelos de series de tiempo de tipo SARIMA (Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average), capaces de capturar las tendencias históricas y a la vez la variabilidad estacional en los datos de demanda. En el modelamiento se incorporaron adicionalmente variables explicativas externas que dan cuenta del nivel de actividad económica y crecimiento demográfico. Las proyecciones de compras de energía se desarrollaron de forma independiente para cada empresa distribuidora, agrupando las compras totales realizadas en diferentes puntos de retiro. Adicionalmente, los consumos de cada empresa distribuidora se separaron por Sistema de Transmisión Zonal, buscando reflejar la diversidad demográfica y patrones de consumo que presentan aquellas empresas con zonas de concesión extensas.

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.

La empresa Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER S.A., en adelante “Codiner”, realizó sus propias proyecciones en base a la información que disponía al momento del envío de la respuesta al Of. Ord. CNE N°192.

Las proyecciones de las empresas Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda., en adelante “Coopersol”, de Sociedad de Ingeniería Eléctrica Mataquito Ltda., en adelante “Mataquito”, y, Distribuidora Eléctrica S.A., en adelante “DESA”, no fueron recibidas por parte de esta Comisión, por lo mismo, se utilizaron los antecedentes disponibles para realizar las proyecciones.

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 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, 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°192, 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 2022 a 2042, considerando exclusivamente los clientes regulados, agrupados por subestación primaria, la que ha sido seleccionada de una lista de barras entregadas por la Comisión, debiéndose, en los casos en que la barra no estuviese en dicha lista, agregarla a la misma. Estas proyecciones no incluyen ventas de energía destinadas a clientes libres. Las proyecciones se presentaron diferenciando entre clientes con consumos mayores a 500 kW de potencia conectada y aquellos con consumos menores en 5 tramos: entre 0 y 10 kW, entre 11 y 100 kW, entre 101 y 200 kW, entre 201 y 300 kW, entre 301 y 400 kW y entre 401 y 500 kW.

De acuerdo a lo descrito anteriormente, la proyección de demanda de energía de clientes regulados, agregada anualmente, enviada por las empresas distribuidoras a nivel de subestaciones primarias de distribución en respuesta al Of. Ord. CNE N° 192, es la que se muestra a continuación<sup>1</sup>:

---

<sup>1</sup> 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	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	2.495	2.580	2.684	2.785	2.891	2.998	3.108	3.219	3.332	3.447	3.565	3.685	3.806	3.931	4.057	4.185	4.314	4.442	4.570	4.698	4.827
EMELCA	17	18	19	20	21	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	35
LITORAL	139	145	151	157	163	169	175	181	187	193	199	205	211	217	223	229	235	241	247	253	259
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.057	10.118	10.302	10.474	10.666	10.868	11.079	11.301	11.534	11.777	12.031	12.297	12.574	12.863	13.165	13.475	13.785	14.095	14.406	14.716	15.026
TIL-TIL	17	17	17	17	17	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	20	20	20	20	21	21
EEPA	217	221	225	229	234	238	242	247	251	256	260	265	270	275	279	285	290	295	300	306	311
CGE DISTRIBUCIÓN	12.864	13.141	13.471	13.829	14.210	14.601	15.002	15.413	15.834	16.266	16.709	17.164	17.630	18.109	18.600	19.099	19.599	20.099	20.598	21.098	21.597
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	133	143	152	162	171	180	189	198	207	216	225	233	241	250	258	266	274	282	290	299	307
FRONTEL	1.110	1.138	1.174	1.209	1.243	1.277	1.310	1.342	1.373	1.405	1.435	1.465	1.494	1.523	1.553	1.582	1.612	1.642	1.671	1.701	1.731
SAESA	1.798	1.862	1.924	1.986	2.051	2.119	2.188	2.259	2.333	2.408	2.486	2.566	2.648	2.733	2.820	2.909	2.997	3.086	3.175	3.264	3.352
CODINER	85	87	88	90	91	93	95	97	98	99	101	103	104	106	92	94	110	113	114	98	99
EDECSA	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	69	70	71	72	73	75	76	77	79	80
CEC	89	93	95	99	102	105	108	111	115	118	121	124	128	131	134	138	141	145	148	152	155
LUZLINARES	146	151	157	163	169	176	182	189	196	203	210	218	226	233	241	249	258	266	274	282	290
LUZPARRAL	132	138	144	151	158	166	174	181	189	198	206	214	223	232	240	249	258	267	276	285	294
COPELEC	286	306	328	351	375	398	423	448	473	499	526	553	580	608	637	666	695	725	756	787	818
COELCHA	59	63	67	72	76	81	85	89	94	98	102	106	110	114	118	122	125	129	133	137	141
SOCOEPA	41	42	43	45	46	47	49	50	52	53	54	56	57	58	60	61	63	64	65	67	68
COOPREL	56	58	61	63	65	68	70	73	75	77	80	82	84	87	89	92	94	96	99	101	103
LUZ OSORNO	163	165	171	176	182	189	195	202	209	216	223	230	238	246	254	262	270	278	286	295	303
CRELL	122	130	139	147	155	163	170	178	185	191	198	204	210	215	221	226	232	238	243	249	254
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>30.083</b>	<b>30.672</b>	<b>31.472</b>	<b>32.284</b>	<b>33.148</b>	<b>34.037</b>	<b>34.947</b>	<b>35.883</b>	<b>36.843</b>	<b>37.829</b>	<b>38.842</b>	<b>39.883</b>	<b>40.951</b>	<b>42.049</b>	<b>43.163</b>	<b>44.313</b>	<b>45.480</b>	<b>46.632</b>	<b>47.784</b>	<b>48.920</b>	<b>50.073</b>

**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 2022, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 23º de la Resolución Exenta CNE N°778.

Los factores esperados de pérdidas de energía totales resultantes, obtenidos a partir de los factores esperados de pérdidas de energía de cada sistema de transmisión zonal publicados en el sitio web del Coordinador<sup>2</sup>, son los siguientes:

Sistema Zonal	Factor
Sistema A	1,01258
Sistema B	1,02607
Sistema C	1,01912
Sistema D	1,02000
Sistema E	1,03375
Sistema F	1,03173

**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 23º 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:

---

<sup>2</sup> <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	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	2.530	2.616	2.722	2.825	2.932	3.041	3.152	3.264	3.379	3.496	3.615	3.737	3.860	3.986	4.115	4.245	4.375	4.505	4.635	4.765	4.895
EMELCA	18	18	19	20	21	22	23	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
LITORAL	141	147	153	159	165	171	177	183	190	196	202	208	214	220	226	232	239	245	251	257	263
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.366	10.429	10.618	10.796	10.994	11.202	11.420	11.649	11.888	12.139	12.401	12.674	12.960	13.258	13.570	13.889	14.209	14.529	14.848	15.168	15.488
TIL-TIL	17	17	17	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	20	20	20	20	21	21	21	21
EEPA	224	228	232	236	241	245	250	254	259	263	268	273	278	283	288	293	299	304	310	315	321
CGE DISTRIBUCIÓN	13.250	13.535	13.875	14.243	14.636	15.039	15.452	15.875	16.310	16.755	17.212	17.680	18.161	18.654	19.160	19.675	20.189	20.704	21.219	21.734	22.249
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	137	147	157	167	177	186	196	205	214	223	232	241	249	258	266	275	283	292	300	309	317
FRONTEL	1.147	1.176	1.213	1.249	1.284	1.319	1.353	1.387	1.419	1.451	1.483	1.514	1.544	1.574	1.604	1.635	1.666	1.696	1.727	1.758	1.788
SAESA	1.818	1.881	1.944	2.007	2.073	2.141	2.211	2.283	2.357	2.433	2.512	2.593	2.676	2.761	2.849	2.939	3.028	3.118	3.208	3.297	3.387
CODINER	88	89	91	93	94	97	98	100	101	103	104	106	108	109	95	97	114	117	117	102	103
EDECSA	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	70	71	72	73	75	76	77	78	80	81
CEC	92	96	99	102	105	108	112	115	118	122	125	129	132	135	139	143	146	150	153	157	160
LUZLINARES	151	156	162	168	175	182	188	195	203	210	217	225	233	241	249	258	266	274	283	291	300
LUZPARRAL	136	142	149	156	164	171	179	188	196	204	213	221	230	239	248	258	267	276	286	295	304
COPELEC	295	316	339	363	387	412	437	463	489	516	543	571	600	629	658	688	719	750	781	813	845
COELCHA	61	65	69	74	79	83	88	92	97	101	105	109	114	118	122	126	130	134	138	142	146
SOCOEPA	41	42	44	45	46	48	49	51	52	53	55	56	58	59	60	62	63	65	66	67	69
COOPREL	57	59	61	64	66	68	71	73	76	78	80	83	85	88	90	92	95	97	100	102	104
LUZ OSORNO	164	167	172	178	184	190	197	204	211	218	225	232	240	248	256	264	273	281	289	298	306
CRELL	123	132	140	149	157	165	172	179	186	193	200	206	212	217	223	229	234	240	245	251	257
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>30.914</b>	<b>31.517</b>	<b>32.339</b>	<b>33.172</b>	<b>34.059</b>	<b>34.971</b>	<b>35.907</b>	<b>36.867</b>	<b>37.853</b>	<b>38.866</b>	<b>39.906</b>	<b>40.974</b>	<b>42.072</b>	<b>43.199</b>	<b>44.343</b>	<b>45.524</b>	<b>46.722</b>	<b>47.906</b>	<b>49.089</b>	<b>50.255</b>	<b>51.439</b>

**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 Frontel, Saesa y Codiner 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	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FRONTEL	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
SAESA	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
CODINER	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>40</b>	<b>39</b>																			

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, Chilquinta, Enel Distribución, CGE Distribución, Coopelan, Frontel, Saesa, Edecsa, LuzLinares, LuzParral y Cooprel 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 2022. 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	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	10	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE DISTRIBUCIÓN	31	40	42	43	44	45	46	48	49	50	52	53	54	56	58	59	61	62	64	65	67
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7
FRONTEL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAESA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOPEA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	3	4	4	4	5	5	6	7	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	20	23
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>492</b>	<b>507</b>	<b>508</b>	<b>510</b>	<b>511</b>	<b>513</b>	<b>515</b>	<b>517</b>	<b>519</b>	<b>521</b>	<b>524</b>	<b>526</b>	<b>528</b>	<b>531</b>	<b>534</b>	<b>537</b>	<b>540</b>	<b>543</b>	<b>546</b>	<b>550</b>	<b>554</b>

**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° 192 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, Cooprel, LuzOsorno y Crell proporcionaron información sobre generación residencial.

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

Empresa Dx	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
EMELCA	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
LITORAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL 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	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
CGE DISTRIBUCIÓN	48	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
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	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CEC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LUZLINARES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LUZPARRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COPELEC	1	1	2	2	2	3	3	4	5	6	7	9	11	12	15	17	19	22	25	28	31
COELCHA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOCOPEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	3	3
LUZ OSORNO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CRELL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	76	79	79	80	80	81	82	83	84	85	87	89	90	93	95	98	101	104	107	111	115

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

### 3.6. Electromovilidad

Mediante Of. Ord. CNE N° 192 se solicitó, a cada empresa distribuidora, incluir sus proyecciones de consumo asociado a electromovilidad referente a consumo regulado. Las empresas Chilquinta, EEPA, 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	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CGE	7	9	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FRONTEL	1	1	1	2	5	9	12	16	19	23	26	29	32	36	63	67	70	74	77	79	81
SAESA	2	3	3	4	13	23	32	41	50	59	67	76	84	93	172	181	190	200	209	214	219
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	-	-	1	4	4	5	5	5	10	11	12	13	13	14	15	15	16	16	20	20	20
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOPEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	10	13	16	21	35	48	61	74	91	105	117	130	142	154	262	275	288	301	318	325	332

**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	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	2.543	2.629	2.735	2.838	2.945	3.054	3.165	3.278	3.392	3.509	3.629	3.750	3.873	3.999	4.128	4.258	4.388	4.518	4.648	4.778	4.908
EMELCA	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
LITORAL	141	147	153	159	165	171	178	184	190	196	202	208	214	220	226	233	239	245	251	257	263
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.370	10.433	10.622	10.800	10.998	11.206	11.424	11.653	11.892	12.143	12.405	12.679	12.964	13.263	13.574	13.893	14.213	14.533	14.852	15.172	15.492
TIL-TIL	17	17	17	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	20	20	20	20	21	21	21	21
EEPA	225	229	233	238	242	246	251	255	260	265	270	274	279	284	290	295	300	306	311	317	323
CGE DISTRIBUCIÓN	13.305	13.595	13.936	14.305	14.698	15.101	15.514	15.937	16.371	16.817	17.273	17.742	18.222	18.715	19.222	19.736	20.251	20.766	21.281	21.796	22.311
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	138	148	158	168	178	187	197	206	215	224	233	242	250	259	267	276	284	293	301	310	318
FRONTEL	1.149	1.178	1.216	1.251	1.291	1.329	1.367	1.403	1.439	1.475	1.510	1.544	1.578	1.611	1.669	1.703	1.737	1.771	1.806	1.838	1.870
SAESA	1.821	1.885	1.949	2.012	2.088	2.165	2.244	2.325	2.408	2.493	2.581	2.670	2.762	2.855	3.022	3.121	3.220	3.319	3.418	3.512	3.607
CODINER	88	89	91	93	94	97	98	100	101	103	104	106	108	109	95	97	114	117	117	102	103
EDECSA	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	70	71	72	73	74	76	77	78	80	81	82
CEC	93	97	99	103	106	109	113	116	119	123	126	129	133	136	140	143	147	151	154	158	161
LUZLINARES	152	157	163	169	176	183	190	197	204	211	219	226	234	242	251	259	267	276	284	292	301
LUZPARRAL	137	143	150	157	165	172	180	188	197	205	214	222	231	240	249	259	268	277	286	296	305
COPELEC	297	318	342	369	394	419	445	472	504	534	563	593	624	655	687	720	753	787	826	861	896
COELCHA	61	65	70	74	79	84	88	93	97	101	105	110	114	118	122	126	130	134	138	142	146
SOCOPEPA	41	42	44	45	46	48	49	51	52	53	55	56	58	59	60	62	63	65	66	67	69
COOPREL	57	59	61	64	66	69	71	73	76	78	81	83	86	88	91	94	96	99	102	105	108
LUZ OSORNO	165	168	173	179	185	191	198	205	211	218	226	233	241	249	257	265	273	282	290	298	307
CRELL	123	132	140	149	157	165	172	179	186	193	200	206	212	218	223	229	234	240	246	251	257
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>31.001</b>	<b>31.610</b>	<b>32.434</b>	<b>33.273</b>	<b>34.175</b>	<b>35.101</b>	<b>36.050</b>	<b>37.024</b>	<b>38.028</b>	<b>39.056</b>	<b>40.110</b>	<b>41.192</b>	<b>42.304</b>	<b>43.445</b>	<b>44.700</b>	<b>45.897</b>	<b>47.111</b>	<b>48.311</b>	<b>49.514</b>	<b>50.691</b>	<b>51.886</b>

**Tabla 3.8A.- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas distribuidoras considerando traspasos de clientes y generación residencial, a nivel Nacional. [GWh]**

Empresa Dx	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	5,4%	3,4%	4,0%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,9%
EMELCA	3,5%	4,1%	4,7%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,4%
LITORAL	-0,3%	3,9%	4,2%	4,0%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,6%
ENEL DISTRIBUCIÓN	8,7%	0,6%	1,8%	1,7%	1,8%	1,9%	1,9%	2,0%	2,1%	2,1%	2,2%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,9%
TIL-TIL	-3,6%	0,4%	1,0%	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,3%
EEPA	4,7%	2,0%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	3,9%
CGE DISTRIBUCIÓN	8,8%	2,2%	2,5%	2,7%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,2%
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	10,5%	7,4%	6,7%	6,2%	5,8%	5,4%	5,0%	4,7%	4,5%	4,2%	4,0%	3,8%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	3,2%
FRONTEL	3,8%	2,5%	3,2%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	2,0%
SAESA	4,0%	3,5%	3,3%	3,2%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	2,6%	3,0%	2,9%	2,8%	2,3%
CODINER	12,2%	1,9%	1,8%	1,8%	0,9%	3,2%	1,3%	2,0%	1,3%	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%	1,6%	-13,3%	2,2%	17,8%	2,2%	0,7%	-13,4%	3,8%
EDECSA	2,1%	1,7%	1,6%	1,5%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,8%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,6%	3,3%
CEC	3,2%	3,9%	2,9%	3,4%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	3,3%
LUZLINARES	3,7%	2,8%	4,2%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,1%	3,1%	3,0%	2,8%
LUZPARRAL	12,2%	4,4%	4,6%	4,8%	4,9%	4,8%	4,6%	4,5%	4,4%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	2,9%
COPELEC	7,6%	7,1%	7,3%	6,9%	6,6%	6,4%	6,1%	5,9%	5,7%	5,5%	5,3%	5,1%	5,0%	4,8%	4,7%	4,5%	4,4%	4,3%	4,2%	4,1%	2,5%
COELCHA	5,1%	6,0%	7,5%	6,7%	6,3%	5,8%	5,4%	5,1%	4,7%	4,5%	4,2%	3,9%	3,8%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,7%
SOCOPEPA	-19,3%	3,2%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,1%	2,5%
COOPREL	3,3%	3,8%	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%	2,5%	2,5%	2,4%	2,5%
LUZ OSORNO	4,4%	1,5%	3,4%	3,3%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%
CRELL	0,5%	7,1%	6,6%	6,0%	5,4%	5,0%	4,6%	4,2%	3,9%	3,6%	3,4%	3,1%	2,9%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%	2,5%
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>6,1%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,6%</b>	<b>2,6%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,6%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,6%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,4%</b>	<b>2,6%</b>									

**Tabla 3.8B.- 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° 182 de fecha 10 de marzo de 2022, los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2000 a 2021, 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 2021, 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	2021
EMELARI	219	222	237	237	254	276	290	299	312	320	330	339	314	292	274	282
ELIQSA	344	364	384	379	432	466	485	500	507	524	523	534	498	456	434	448
ELECDA SING	634	664	685	706	749	790	858	908	959	974	991	1.010	976	910	878	874
ELECDA SIC	18	21	21	21	18	19	19	23	24	21	21	21	16	14	14	14
EMELAT	508	550	561	566	571	618	641	675	702	675	690	647	507	470	435	443
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	2.355
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	1.633
EMELCA	12	13	13	12	14	15	15	15	15	16	17	17	18	17	15	17
LITORAL	68	71	70	69	71	72	80	85	91	95	102	108	115	121	123	139
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	9.353
EEC	54	59	61	64	68	71	74	79	86	89	92	89	93	110	115	0
TIL-TIL	11	12	12	11	12	16	15	14	15	15	14	16	16	16	18	17
EEPA	197	199	201	201	222	227	246	248	267	273	291	256	220	215	205	210
LUZ ANDES	6	6	7	7	7	8	8	9	9	9	9	10	10	-	-	0
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	8.596
COOPERSOL	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2
COPELAN	58	61	62	64	70	82	84	87	88	94	98	97	103	109	112	120
FRONTEL	670	710	839	799	815	867	924	970	1.022	1.060	1.060	1.008	990	966	978	1.069
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	1.694
CODINER	48	50	49	48	51	55	60	67	71	76	85	89	88	76	75	76
EDECSA	43	45	47	41	44	46	47	55	58	58	60	53	54	58	56	56
CEC	81	87	96	93	103	101	104	113	115	117	121	109	83	83	89	86
LUZLINARES	51	71	85	86	95	103	107	114	125	129	139	132	135	132	133	141
LUZPARRAL	42	49	56	56	59	66	69	80	92	97	104	104	190	98	112	117
COPELEC	99	105	114	115	114	125	130	144	157	169	187	196	207	224	245	265
COELCHA	31	31	36	38	42	48	52	53	57	59	63	46	46	46	51	56
SOCOPEPA	24	26	27	26	26	28	30	31	33	35	38	39	41	42	44	49
COOPREL	31	30	31	30	31	33	32	36	38	42	45	46	43	41	48	53
LUZ OSORNO	109	121	127	116	124	135	134	142	153	168	172	159	158	147	139	152

Empresa Dx	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
CRELL	40	47	55	56	63	71	80	83	85	86	87	97	100	102	109	119
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	1
<b>TOTAL</b>	<b>22.653</b>	<b>24.155</b>	<b>24.380</b>	<b>24.727</b>	<b>25.882</b>	<b>27.405</b>	<b>29.174</b>	<b>31.021</b>	<b>32.350</b>	<b>33.207</b>	<b>33.854</b>	<b>32.926</b>	<b>30.759</b>	<b>28.989</b>	<b>27.608</b>	<b>28.438</b>
<b>SEN SING</b>	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	1.606
<b>SEN SIC</b>	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	26.832

**Tabla 3.9.-Demanda histórica 2006-2021 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 2021. 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 System, 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.

Para el caso de la empresa CooperSol, Mataquito y DESA, se consideró como información base la información disponible por parte de esta Comisión.

Adicionalmente, para todas las distribuidoras se tuvo a la vista los consumos reales hasta agosto 2022, informados en forma mensual por el Coordinador Eléctrico Nacional. En base a esto, se ajustaron las tasas para el primer año de proyección, es decir el año 2022, para que fuesen consistentes con dicha información.

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 (2022-2024) se utilizó el valor medio para cada año de la proyección del PIB del Informe de Política Monetaria (Ipom) del Banco Central de Chile de septiembre de 2022<sup>3</sup> y para el largo plazo (2025-2042) la proyección contenida en el Informe de Finanzas Públicas del Tercer Trimestre de la Dirección de Presupuesto (Dipres)<sup>4</sup>, según se muestra en la siguiente tabla:

---

<sup>3</sup> <https://www.bcentral.cl/contenido/-/detalle/informe-de-politica-monetaria-septiembre-2022>

<sup>4</sup> No obstante en el Informe Preliminar de Licitaciones 2022 se indicó que las proyecciones de PIB de largo plazo serían actualizadas con la proyección del Comité Consultivo del PIB tendencial del Ministerio de Hacienda de 2022 (publicada en agosto de 2022), ésta sólo presentó proyecciones del PIB no minero. Por lo anterior se reemplazó la fuente de información del PIB tendencial por la del Informe trimestral de Finanzas Públicas de la Dirección de Presupuesto, publicadas en el siguiente vínculo: [http://www.dipres.cl/598/w3-propertyvalue-24862.html#recuadros\\_articulo\\_5520\\_group\\_pvid\\_34905\\_0](http://www.dipres.cl/598/w3-propertyvalue-24862.html#recuadros_articulo_5520_group_pvid_34905_0)

Año	Tasa Crecimiento PIB
2022	2,00%
2023	-1,00%
2024	2,75%
2025	3,10%
2026	2,80%
2027	2,40%
2028	2,40%
2029	2,40%
2030	2,40%
2031	2,40%
2032	2,40%
2033	2,40%
2034	2,40%
2035	2,40%
2036	2,40%
2037	2,40%
2038	2,40%
2039	2,40%
2040	2,40%
2041	2,40%
2042	2,40%

**Tabla 3.10- Tasas de crecimiento de proyección del PIB, período 2022-2042 [%].**

Con lo anterior, las respectivas tasas de crecimiento resultantes por empresa distribuidora se presentan a continuación:

Empresa Dx	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	5,9%	1,8%	3,0%	4,7%	4,4%	4,0%	3,7%	3,7%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%
EMELCA	10,0%	4,1%	5,7%	7,6%	7,6%	7,5%	7,4%	7,5%	7,6%	7,6%	7,5%	7,5%	7,4%	7,3%	7,3%	7,1%	7,0%	6,9%	6,7%	6,6%	6,3%
LITORAL	5,7%	4,0%	4,3%	4,1%	4,0%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%
ENEL DISTRIBUCIÓN	6,0%	-2,1%	-0,3%	2,1%	1,9%	1,6%	1,4%	1,5%	1,5%	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%	1,7%	1,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,6%
TIL-TIL	-8,9%	-0,5%	0,3%	1,1%	1,0%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
EEPA	4,2%	2,5%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
CGE DISTRIBUCIÓN	7,3%	0,4%	1,3%	3,5%	3,2%	2,9%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%
COOPERSOL	-0,4%	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	9,3%	8,1%	7,4%	6,9%	6,4%	6,0%	5,6%	5,2%	4,9%	4,7%	4,4%	4,2%	4,0%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	2,7%
FRONTEL	6,6%	1,2%	2,3%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,4%	3,5%	3,6%	3,7%	3,7%	3,8%	3,8%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,2%	5,1%	5,0%
SAESA	7,5%	0,7%	1,3%	4,0%	4,2%	4,2%	4,3%	4,7%	5,0%	5,2%	5,4%	5,6%	5,8%	5,9%	8,2%	8,0%	7,8%	7,6%	7,4%	7,1%	6,8%
CODINER	5,1%	1,9%	1,8%	1,8%	0,9%	3,2%	1,3%	2,0%	1,3%	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%	1,6%	1,6%	2,2%	2,2%	2,2%	0,7%	0,7%	0,8%
EDECSA	3,8%	2,4%	2,6%	3,7%	3,5%	3,3%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%
CEC	10,1%	3,3%	2,7%	4,4%	3,9%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%
LUZLINARES	7,9%	0,8%	2,8%	5,1%	4,7%	4,3%	4,0%	3,9%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%
LUZPARRAL	13,0%	2,3%	3,2%	6,0%	5,7%	5,1%	4,8%	4,7%	4,5%	4,4%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%
COPELEC	10,6%	7,6%	8,0%	8,5%	8,4%	8,2%	8,0%	7,8%	8,6%	8,6%	8,5%	8,4%	8,3%	8,2%	8,1%	8,0%	7,9%	7,8%	8,1%	7,9%	7,8%
COELCHA	8,7%	5,0%	6,9%	7,2%	6,6%	5,9%	5,4%	5,1%	4,8%	4,5%	4,2%	4,0%	3,8%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%
SOCOEPA	-9,0%	3,2%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%
COOPREL	-3,4%	3,9%	4,2%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,7%	3,8%	3,9%	4,1%	4,3%	4,6%	5,0%	5,4%
LUZ OSORNO	4,2%	-1,0%	1,6%	4,4%	4,0%	3,6%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%
CRELL	6,3%	7,2%	6,7%	6,0%	5,5%	5,1%	4,7%	4,3%	4,0%	3,7%	3,4%	3,2%	2,9%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,3%	2,3%
MATAQUITO	13,7%	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%
DESA		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%

**Tabla 3.11- Tasas de crecimiento de proyección de demanda por empresa distribuidora, período 2022-2042 [%].**

### **3.10. Eficiencia Energética**

Con fecha 3 de mayo de 2022, a través del Oficio Ordinario CNE N° 292, 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 20 de junio de 2022, a través de su Oficio Ordinario N° 928, incluyéndose una planilla de cálculo y una minuta explicativa respecto de la metodología utilizada, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se asignó a cada distribuidora por región, separando para clientes con consumos menores a 500 o iguales a kW, y con consumos mayores a 500 kW, asociándose a Residenciales los primeros, y a Industriales los segundos.

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

Empresa Dx	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	64	37	49	56	45	60	68	89	131	157	184	254	378	516	680	837	1.021	1.195	1.377	1.586	1.782
EMELCA	0	0	- 0	- 1	- 1	- 2	- 3	- 3	- 4	- 4	- 5	- 5	- 4	- 3	- 2	- 1	1	3	5	7	9
LITORAL	3	1	- 2	- 6	- 10	- 14	- 18	- 22	- 25	- 27	- 28	- 28	- 23	- 17	- 10	- 3	4	12	20	28	37
ENEL DISTRIBUCIÓN	207	- 400	- 1.224	- 2.431	- 3.952	- 5.668	- 7.417	- 9.066	- 10.488	- 11.666	- 12.547	- 13.126	- 13.280	- 13.203	- 12.929	- 12.491	- 11.898	- 11.196	- 10.384	- 9.479	- 8.486
TIL-TIL	0	- 1	- 2	- 4	- 7	- 10	- 13	- 15	- 18	- 20	- 21	- 22	- 22	- 22	- 21	- 20	- 20	- 18	- 17	- 16	- 14
EEPA	5	- 9	- 27	- 54	- 88	- 128	- 169	- 208	- 242	- 271	- 294	- 309	- 314	- 314	- 308	- 298	- 284	- 267	- 247	- 225	- 200
CGE DISTRIBUCIÓN	274	75	- 149	- 510	- 996	- 1.598	- 2.256	- 2.942	- 3.523	- 4.158	- 4.694	- 5.130	- 5.096	- 4.961	- 4.713	- 4.372	- 3.928	- 3.406	- 2.789	- 2.108	- 3.335
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
COOPELAN	3	1	- 1	- 4	- 9	- 16	- 25	- 36	- 47	- 59	- 71	- 81	- 84	- 83	- 81	- 77	- 71	- 64	- 56	- 47	- 37
FRONTEL	25	19	15	6	- 9	- 31	- 60	- 95	- 126	- 165	- 200	- 231	- 217	- 198	- 176	- 150	- 122	- 91	- 57	- 18	- 1.742
SAESA	41	48	62	77	94	111	130	147	168	177	183	181	240	293	349	397	440	475	510	176	196
CODINER	2	2	2	3	3	3	4	4	5	6	6	6	9	11	12	13	14	14	14	14	- 154
EDECSA	1	0	- 1	- 2	- 4	- 5	- 7	- 8	- 9	- 10	- 10	- 10	- 8	- 6	- 4	- 1	2	5	8	11	14
CEC	2	- 2	- 2	- 3	- 3	- 2	- 2	- 2	6	4	1	- 3	- 6	- 9	- 12	- 15	- 18	- 21	- 22	- 23	- 23
LUZLINARES	3	1	2	2	3	4	4	5	9	8	5	0	- 1	- 4	- 7	- 11	- 14	- 15	- 15	- 13	- 10
LUZPARRAL	3	3	4	5	6	7	7	8	8	8	6	3	3	1	- 1	- 3	- 5	- 5	- 4	- 1	4
COPELEC	6	2	- 2	- 9	- 20	- 37	- 61	- 90	- 119	- 157	- 196	- 233	- 250	- 260	- 264	- 261	- 252	- 237	- 217	- 190	- 157
COELCHA	1	1	- 0	- 2	- 4	- 7	- 11	- 16	- 21	- 27	- 32	- 36	- 37	- 37	- 36	- 34	- 31	- 28	- 24	- 20	- 16
SOCOPEPA	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	- 0	- 2	- 2	- 2	- 2	- 1	- 1	0	2	4	5
COOPREL	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	- 0	- 2	- 2	- 2	- 2	- 2	- 1	1	3	5	8
LUZ OSORNO	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	19	23	26	28	28	27	26	24	24
CRELL	3	4	5	5	7	8	9	10	11	13	14	14	20	24	27	29	29	28	26	24	23
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>649</b>	<b>- 209</b>	<b>- 1.263</b>	<b>- 2.861</b>	<b>- 4.934</b>	<b>- 7.314</b>	<b>- 9.805</b>	<b>- 12.227</b>	<b>- 14.268</b>	<b>- 16.179</b>	<b>- 17.689</b>	<b>- 18.747</b>	<b>- 18.679</b>	<b>- 18.253</b>	<b>- 17.473</b>	<b>- 16.436</b>	<b>- 15.104</b>	<b>- 13.587</b>	<b>- 11.843</b>	<b>- 10.259</b>	<b>- 12.069</b>

**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 y 2023 se consideró la información presentada por las empresas distribuidoras, ajustado por la cantidad de energía disponible sobre 500 kW, para el año 2023, adicionalmente, en este informe se utilizó 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.

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	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	124	287	316	330	345	358	372	385	399	413	428	442	457	472	487	503	518	534	549	565	581
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	153	340	361	369	376	382	387	393	399	405	412	419	426	433	441	448	456	464	472	480	488
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	5	13	14	14	15	15	15	16	16	16	17	17	17	18	18	19	19	20	20	20	21
CGE DISTRIBUCIÓN	51	82	407	421	435	448	460	473	485	499	512	526	540	554	568	583	598	613	628	643	658
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	1	3	4	4	4	4	5	5	5	5	6	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8
FRONTEL	7	15	16	17	18	18	19	19	20	21	22	22	23	24	25	27	28	30	31	33	34
SAESA	15	34	36	38	39	41	43	45	47	49	52	55	58	62	67	72	78	84	90	96	103
CODINER	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
EDECSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEC	7	17	19	20	20	21	22	23	23	24	25	26	27	27	28	29	30	31	31	32	33
LUZLINARES	4	9	10	10	11	11	12	12	12	13	13	14	14	15	15	16	16	17	18	18	19
LUZPARRAL	1	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	6
COPELEC	3	7	8	9	10	11	12	12	14	15	16	17	19	20	22	24	25	27	30	32	35
COELCHA	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	372	812	1.197	1.239	1.279	1.316	1.352	1.390	1.429	1.468	1.509	1.552	1.595	1.640	1.688	1.736	1.786	1.836	1.887	1.938	1.989

**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**

Sin perjuicio del incremento sostenido de clientes libres conectados en zona de distribución, las distribuidoras Codiner, Frontel y Saesa han informado solicitudes de traspaso de clientes desde la modalidad libre a regulado. Por lo mismo, para ser consistente, se considera la información entregada por las empresas distribuidoras, incluyendo la tasa de crecimiento de clientes regulados para el horizonte de proyección.

Empresa Dx	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓ N	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE DISTRIBUCIÓ N	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FRONTEL	8	8	8	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	11	11	11	11	11	11	12	12
SAESA	30	31	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	45	46	47	48	49	50
CODINER	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	39	39	40	41	43	44	45	46	47	49	50	51	52	54	55	56	58	59	60	62	63

Tabla 3.14.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes libres a regulados CNE, a nivel Nacional. [GWh]

### **3.13. Generación Residencial**

Con fecha 3 de mayo de 2022, a través del Oficio Ordinario CNE N° 292, 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 20 de junio de 2022, a través de su Oficio Ordinario N° 928, incluyéndose una planilla de cálculo y una minuta explicativa respecto de la metodología utilizada, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se consideró únicamente las proyecciones de generación distribuida residencial, las que fueron asignadas a cada distribuidora por región en base a sus consumos proyectados para cada año. Adicionalmente, para el año 2022 en aquellos casos donde se tuviera información oficial proveniente de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) del proceso de Costos de Explotación 2021, se utilizó dicha información.

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

Empresa Dx	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	6	10	13	19	24	30	35	42	49	52	55	57	59	62	65	68	72	75	78	80	81
EMELCA	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
LITORAL	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
ENEL DISTRIBUCIÓN	95	210	345	496	643	820	1.041	1.236	1.483	1.606	1.742	1.816	1.867	1.949	2.022	2.064	2.095	2.129	2.163	2.196	2.233
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
EEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CGE DISTRIBUCIÓN	22	35	50	70	92	124	172	208	249	258	269	285	305	318	338	370	400	417	434	452	471
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPELAN	0	1	1	1	2	2	3	3	5	5	5	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7
FRONTEL	4	10	17	26	37	58	92	112	138	154	162	166	168	170	172	174	176	178	180	182	183
SAESA	4	23	79	147	218	267	293	309	330	340	349	357	362	371	380	386	394	399	404	411	424
CODINER	0	1	3	4	6	10	16	20	23	27	28	28	28	29	29	29	29	29	29	29	30
EDECSA	0	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5
CEC	0	1	1	1	2	2	2	3	3	3	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5
LUZLINARES	1	2	2	3	4	5	6	7	8	9	9	9	10	10	11	11	12	12	13	13	14
LUZPARRAL	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	11	12	12	13	13	14	14	15	15	16
COPELEC	3	5	7	10	12	16	20	25	33	37	40	43	44	46	48	49	50	52	55	56	57
COELCHA	0	0	1	1	1	2	2	2	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5
SOCOEPA	0	1	4	7	8	8	9	10	11	11	12	12	12	13	13	14	14	14	15	15	15
COOPREL	0	1	5	7	8	9	10	10	11	12	13	13	13	14	14	15	15	15	16	16	16
LUZ OSORNO	0	2	8	16	27	35	38	40	42	43	44	45	46	46	47	48	48	49	50	51	53
CRELL	0	2	6	13	22	29	32	33	35	36	36	37	38	38	39	39	40	40	41	41	43
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>140</b>	<b>307</b>	<b>546</b>	<b>826</b>	<b>1.115</b>	<b>1.425</b>	<b>1.783</b>	<b>2.074</b>	<b>2.437</b>	<b>2.612</b>	<b>2.788</b>	<b>2.899</b>	<b>2.984</b>	<b>3.098</b>	<b>3.214</b>	<b>3.304</b>	<b>3.384</b>	<b>3.449</b>	<b>3.517</b>	<b>3.584</b>	<b>3.664</b>

**Tabla 3.15.- Proyección de generación residencial, a nivel Nacional. [GWh]**

### **3.14. Electromovilidad**

Con fecha 3 de mayo de 2022, a través del Oficio Ordinario CNE N° 292, 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 20 de junio de 2022, a través de su Oficio Ordinario N° 928, incluyéndose una planilla de cálculo y una minuta explicativa respecto de la metodología utilizada, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se consideró el escenario de Recuperación Económica, que corresponde al más conservador, 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 2020 del Instituto Nacional de Estadísticas, proporción que se asumió constante para el horizonte de proyección.

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

Empresa Dx	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	0	1	3	9	17	27	40	53	69	86	104	124	146	169	193	219	245	271	299	327	356
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3
LITORAL	0	0	0	0	1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	15	16	18	19
ENEL DISTRIBUCIÓN	0	0	1	4	7	12	17	23	29	37	44	53	62	72	82	93	105	116	128	140	152
TIL-TIL	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	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	4	4
CGE DISTRIBUCIÓN	8	16	48	154	299	490	713	956	1.231	1.537	1.867	2.232	2.618	3.036	3.463	3.924	4.395	4.865	5.360	5.867	6.389
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELAN	0	0	0	0	1	1	2	3	4	4	5	6	8	9	10	11	13	14	16	17	19
FRONTEL	0	1	2	7	13	22	32	43	55	69	84	100	118	137	156	177	198	219	241	264	288
SAESA	1	1	5	14	28	46	67	90	115	144	175	209	246	285	325	368	412	456	503	550	599
CODINER	0	0	0	1	2	3	5	7	8	11	13	15	18	21	24	27	30	33	37	40	44
EDECSA	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	3	3	4	5	5	6	6	7	8	8
CEC	0	0	1	2	4	7	10	13	17	21	25	30	35	41	47	53	59	65	72	79	86
LUZLINARES	0	1	2	5	10	17	25	33	42	53	64	77	90	105	119	135	152	168	185	202	220
LUZPARRAL	0	0	2	5	9	15	22	30	39	48	58	70	82	95	108	123	138	152	168	184	200
COPELEC	0	0	0	1	2	4	5	7	9	11	14	17	19	22	26	29	33	36	40	43	47
COELCHA	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	3	3	4	5	5	6	6	7	8	8
SOCOEPA	0	0	0	1	2	3	5	7	9	11	13	16	18	21	24	28	31	34	38	41	45
COOPREL	0	0	0	1	2	4	5	7	9	12	14	17	20	23	26	30	33	37	41	44	48
LUZ OSORNO	0	0	0	1	2	3	4	6	8	10	12	14	16	19	22	24	27	30	33	37	40
CRELL	0	0	0	1	1	2	3	4	6	7	9	10	12	14	16	18	21	23	25	27	30
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	10	21	65	207	403	660	961	1.288	1.659	2.071	2.516	3.007	3.527	4.090	4.665	5.287	5.920	6.554	7.221	7.903	8.606

**Tabla 3.16.- 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 2022 a 2042, y las tasas de crecimiento anual correspondientes a dicha demanda, son las que se presentan a continuación.

Empresa Dx	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	2.409	2.284	2.330	2.440	2.550	2.656	2.762	2.871	2.982	3.101	3.222	3.348	3.477	3.609	3.743	3.880	4.017	4.156	4.296	4.438	4.581
EMELCA	19	19	20	22	23	25	27	29	31	34	36	39	42	46	49	53	57	61	65	69	74
LITORAL	150	156	162	169	176	183	190	198	205	213	220	228	236	244	252	260	268	276	284	292	301
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.864	9.343	9.155	9.211	9.254	9.239	9.165	9.127	9.045	9.093	9.136	9.250	9.394	9.514	9.653	9.828	10.014	10.198	10.382	10.567	10.748
TIL-TIL	16	16	16	16	16	17	17	17	17	17	17	17	18	18	18	18	18	18	19	19	19
EEPA	217	215	219	224	230	235	241	246	252	258	264	271	277	284	291	298	305	312	319	327	335
CGE DISTRIBUCIÓN	13.491	13.503	13.356	13.906	14.478	15.055	15.631	16.252	16.907	17.634	18.393	19.191	20.016	20.888	21.773	22.687	23.613	24.554	25.520	26.498	27.494
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4
COOPELAN	134	143	153	164	174	185	195	205	215	226	237	247	258	269	280	291	301	312	323	335	345
FRONTEL	1.176	1.175	1.195	1.232	1.270	1.301	1.321	1.359	1.396	1.447	1.510	1.582	1.660	1.741	1.852	1.970	2.094	2.221	2.355	2.492	2.635
SAESA	1.891	1.866	1.835	1.854	1.879	1.933	2.021	2.132	2.254	2.401	2.562	2.742	2.937	3.146	3.439	3.753	4.081	4.426	4.789	5.161	5.537
CODINER	82	82	83	83	83	84	80	80	79	79	82	86	90	94	98	104	109	114	119	123	127
EDECSA	59	60	62	64	66	68	70	72	74	77	79	82	85	88	91	94	97	100	103	106	109
CEC	90	83	84	89	94	100	106	112	119	126	134	142	151	160	169	179	189	198	209	219	230
LUZLINARES	152	148	152	163	174	187	201	216	231	249	267	287	308	330	353	376	401	425	450	475	501
LUZPARRAL	135	136	141	152	164	177	191	206	221	239	257	276	297	319	340	363	387	411	435	460	485
COPELEC	297	314	337	365	394	425	458	492	530	576	626	680	740	804	873	947	1.026	1.110	1.201	1.300	1.406
COELCHA	62	64	69	74	78	83	87	92	96	100	105	109	114	118	123	127	132	136	141	146	150
SOCOEPA	46	46	45	45	47	49	51	54	57	60	63	67	71	75	79	83	88	92	97	102	107
COOPREL	53	54	53	54	56	59	63	66	70	74	79	84	89	95	101	107	114	122	130	139	149
LUZ OSORNO	163	160	157	157	153	153	158	164	170	177	185	194	203	212	222	231	241	251	262	272	281
CRELL	130	138	143	145	145	148	155	162	169	177	185	193	201	208	216	224	231	239	247	255	262
MATAQUITO	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3
DESA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
<b>TOTAL</b>	<b>30.641</b>	<b>30.011</b>	<b>29.772</b>	<b>30.633</b>	<b>31.511</b>	<b>32.367</b>	<b>33.194</b>	<b>34.157</b>	<b>35.126</b>	<b>36.363</b>	<b>37.668</b>	<b>39.122</b>	<b>40.669</b>	<b>42.268</b>	<b>44.019</b>	<b>45.879</b>	<b>47.790</b>	<b>49.741</b>	<b>51.752</b>	<b>53.801</b>	<b>55.883</b>

**Tabla 3.17A- Proyección de demanda de clientes regulados considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad a nivel Nacional, período 2022-2042. [GWh]**

Empresa Dx/Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	0,4%	-5,2%	2,0%	4,7%	4,5%	4,2%	4,0%	3,9%	3,9%	4,0%	3,9%	3,9%	3,9%	3,8%	3,7%	3,7%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,2%
EMELCA	9,2%	3,7%	5,5%	7,3%	7,6%	7,4%	7,5%	7,6%	7,6%	7,9%	7,9%	7,9%	7,8%	7,7%	7,5%	7,4%	7,2%	7,1%	6,9%	6,8%	6,5%
LITORAL	5,6%	4,0%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%
ENEL DISTRIBUCIÓN	3,4%	-5,3%	-2,0%	0,6%	0,5%	-0,2%	-0,8%	-0,4%	-0,9%	0,5%	0,5%	1,2%	1,6%	1,3%	1,5%	1,8%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,7%
TIL-TIL	-9,0%	-0,7%	0,1%	1,0%	0,9%	0,8%	0,6%	0,7%	0,7%	0,9%	0,9%	1,0%	1,1%	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
EEPA	1,6%	-0,8%	1,9%	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
CGE DISTRIBUCIÓN	6,8%	0,1%	-1,1%	4,1%	4,1%	4,0%	3,8%	4,0%	4,0%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,4%	4,2%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,8%
COOPERSOL	-0,9%	5,5%	3,7%	3,9%	4,0%	4,0%	3,7%	4,1%	4,1%	4,7%	4,7%	4,6%	4,6%	4,7%	4,5%	4,4%	4,4%	4,5%	4,5%	4,5%	4,4%
COOPELAN	8,0%	6,6%	7,2%	6,9%	6,5%	6,0%	5,6%	5,3%	4,7%	5,0%	4,8%	4,6%	4,3%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,6%	3,5%	3,4%	3,0%
FRONTEL	6,4%	-0,1%	1,7%	3,1%	3,0%	2,4%	1,6%	2,8%	2,8%	3,6%	4,4%	4,8%	4,9%	4,9%	6,4%	6,4%	6,3%	6,1%	6,0%	5,8%	5,7%
SAESA	8,2%	-1,3%	-1,7%	1,1%	1,3%	2,9%	4,6%	5,5%	5,7%	6,5%	6,7%	7,0%	7,1%	7,1%	9,3%	9,1%	8,7%	8,5%	8,2%	7,8%	7,3%
CODINER	5,0%	-0,1%	0,6%	1,0%	-0,2%	0,4%	-4,4%	-0,2%	-0,9%	0,7%	3,2%	4,3%	4,7%	4,8%	4,6%	5,4%	5,2%	5,0%	3,5%	3,5%	3,7%
EDECSA	3,2%	2,1%	2,4%	3,4%	3,4%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	3,4%	3,3%	3,4%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%
CEC	1,3%	-7,9%	1,5%	5,8%	5,7%	6,0%	5,9%	6,0%	5,9%	6,2%	6,1%	6,1%	6,0%	6,0%	5,7%	5,7%	5,5%	5,2%	5,2%	5,0%	4,8%
LUZLINARES	4,6%	-2,9%	2,8%	7,0%	7,2%	7,4%	7,3%	7,4%	7,3%	7,6%	7,5%	7,4%	7,3%	7,1%	6,8%	6,7%	6,4%	6,0%	5,9%	5,7%	5,5%
LUZPARRAL	11,4%	0,8%	3,4%	7,8%	8,0%	8,0%	7,8%	7,8%	7,5%	7,8%	7,7%	7,6%	7,4%	7,3%	6,9%	6,8%	6,5%	6,1%	5,9%	5,7%	5,5%
COPELEC	8,4%	5,6%	7,3%	8,2%	8,1%	7,8%	7,7%	7,6%	7,7%	8,6%	8,8%	8,6%	8,8%	8,7%	8,5%	8,5%	8,4%	8,2%	8,2%	8,2%	8,1%
COELCHA	7,3%	3,6%	6,5%	7,1%	6,5%	5,9%	5,3%	5,0%	4,3%	4,7%	4,5%	4,3%	4,2%	4,0%	3,8%	3,8%	3,6%	3,5%	3,3%	3,3%	3,3%
SOCOPEA	-9,4%	1,0%	-2,5%	-0,8%	3,7%	5,0%	5,1%	5,0%	4,8%	5,6%	5,5%	6,1%	6,1%	5,7%	5,1%	5,6%	5,3%	5,4%	5,3%	5,0%	4,9%
COOPREL	-3,7%	1,9%	-1,2%	0,5%	4,6%	5,7%	5,7%	5,7%	5,5%	6,2%	6,1%	6,6%	6,7%	6,4%	6,0%	6,5%	6,3%	6,7%	6,7%	6,8%	7,0%
LUZ OSORNO	4,0%	-2,1%	-1,8%	-0,2%	-2,2%	-0,1%	2,8%	3,9%	3,7%	4,5%	4,6%	4,5%	4,6%	4,5%	4,5%	4,5%	4,3%	4,1%	4,1%	3,8%	3,3%
CRELL	6,1%	6,1%	3,6%	2,0%	0,0%	1,9%	4,3%	4,9%	4,4%	4,8%	4,5%	4,2%	4,0%	3,7%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	2,7%
MATAQUITO	13,7%	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%
DESA		5,7%	3,9%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
TOTAL	5,1%	-2,1%	-0,8%	2,9%	2,9%	2,7%	2,6%	2,9%	2,8%	3,5%	3,6%	3,9%	4,0%	3,9%	4,1%	4,2%	4,2%	4,1%	4,0%	4,0%	3,9%

**Tabla 3.17B- Tasas de crecimiento de demanda proyectada de clientes regulados considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad a nivel Nacional, período 2022-2042 [%].**

#### 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	Elecdca, 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 Elecdca
2010/01	CHQ 2010/01	Chilquinta y Litoral
	CHL 2010/01	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes
2013/01	SIC 2013/01	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecdca, 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	
	SIC 2013/03-2	
2015/01	2015/01	Emelari, Eliqsa, Elecdca, 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, Frontel, EEPA, Edecsa, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepa, Crell, Cooprel, Coelcha y Mataquito.
2022/01	2022/01	CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Emelat, Emelca, 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 nivel de contratación que se presenta a continuación considera los resultados del proceso de licitación 2022/01, y 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 2022-2041, respecto de las adjudicaciones de los procesos licitatorios realizados a la fecha, considerando la adjudicación de 777 GWh de la energía licitada en el proceso 2022/01 recientemente finalizado, las componentes base como variable de los bloques de suministro, se puede apreciar en el siguiente gráfico:

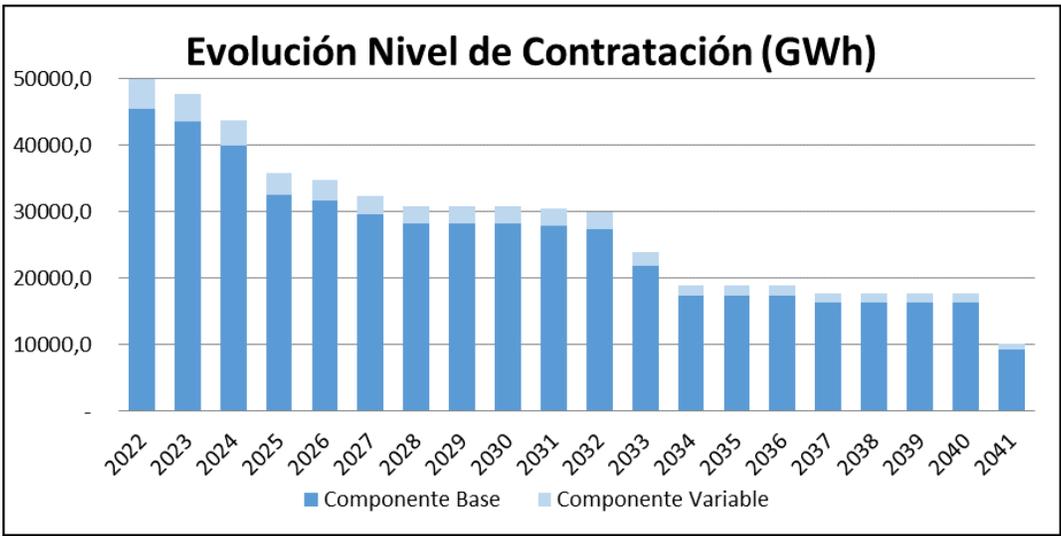


Figura 1.- Nivel de contratación de empresas distribuidoras [GWh]

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:

Concesionaria	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	3.565	3.596	3.124	2.528	2.678	2.349	2.253	2.249	2.248	2.220	2.168	1.745	1.407	1.407	1.407	1.320	1.320	1.320	1.320	739
EMELCA	25	26	19	15	22	18	18	18	18	18	17	13	9	9	9	9	9	9	9	5
LITORAL	130	131	129	94	157	116	107	106	105	103	99	77	62	62	62	59	59	59	59	31
ENEL DISTRIBUCIÓN	16.210	15.284	13.050	11.514	10.075	10.059	9.415	9.418	9.417	9.321	9.137	7.305	5.754	5.752	5.752	5.371	5.371	5.371	5.371	3.021
EEPA	370	339	303	271	227	221	217	218	219	217	213	169	131	131	131	123	123	123	123	69
CGE DISTRIBUCIÓN	19.272	18.613	17.823	13.914	14.187	12.731	12.265	12.266	12.272	12.140	11.896	9.596	7.698	7.698	7.698	7.222	7.222	7.222	7.222	4.133
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
COOPELAN	124	114	132	93	144	115	107	107	106	104	101	79	63	63	63	61	61	61	61	34
FRONTEL	1.423	1.302	1.291	986	1.069	982	945	943	940	928	908	723	567	568	569	535	535	535	535	318
SAESA	3.000	2.748	2.636	2.053	1.884	1.857	1.826	1.831	1.831	1.818	1.789	1.412	1.080	1.082	1.082	1.014	1.014	1.014	1.014	604
CODINER	102	94	108	77	93	80	77	78	78	77	76	57	42	42	42	40	40	40	40	22
EDECSA	81	83	71	54	81	63	60	60	60	59	57	45	36	36	36	34	34	34	34	18
CEC	149	141	143	111	102	99	97	97	98	97	95	70	47	47	47	44	44	44	44	25
LUZLINARES	177	175	175	119	163	132	124	123	122	120	117	92	73	73	73	69	69	69	69	39
LUZPARRAL	153	153	144	102	127	108	104	103	103	102	100	80	63	63	63	60	60	60	60	35
COPELEC	232	219	255	183	292	224	210	210	210	207	202	151	110	111	111	106	106	106	106	58
COELCHA	89	86	87	69	63	61	60	59	59	57	56	44	34	34	34	32	32	32	32	19
SOCOEPA	38	37	42	31	54	43	40	40	40	39	37	26	17	17	17	17	17	17	17	9
COOPREL	53	50	57	43	50	46	44	45	45	45	45	31	18	18	18	18	18	18	18	9
LUZ OSORNO	201	184	187	139	161	141	134	134	133	131	128	100	77	77	77	72	72	72	72	40
CRELL	135	129	118	98	133	107	102	102	101	99	97	71	50	50	50	47	47	47	47	24
MATAQUITO	0	0	0	0	3	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>45.531</b>	<b>43.507</b>	<b>39.897</b>	<b>32.498</b>	<b>31.766</b>	<b>29.557</b>	<b>28.207</b>	<b>28.208</b>	<b>28.209</b>	<b>27.905</b>	<b>27.342</b>	<b>21.888</b>	<b>17.343</b>	<b>17.344</b>	<b>17.345</b>	<b>16.255</b>	<b>16.255</b>	<b>16.255</b>	<b>16.255</b>	<b>9.256</b>

**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 2022-2041, incluyendo tanto las componentes base como las componentes variables de los bloques de suministro, son los siguientes:

Concesionaria	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	3.852	3.885	3.366	2.781	2.932	2.566	2.463	2.459	2.457	2.426	2.370	1.906	1.536	1.536	1.536	1.440	1.440	1.440	1.440	810
EMELCA	28	28	21	17	23	20	19	19	19	19	19	14	10	10	10	9	9	9	9	5
LITORAL	140	142	139	104	169	126	116	115	114	112	108	84	67	67	67	64	64	64	64	33
ENEL DISTRIBUCIÓN	17.900	16.861	14.379	12.690	11.079	11.044	10.321	10.323	10.321	10.214	10.012	7.992	6.283	6.281	6.281	5.862	5.862	5.862	5.862	3.312
EEPA	410	374	334	300	249	242	238	239	240	238	234	185	143	143	143	134	134	134	134	75
CGE DISTRIBUCIÓN	21.094	20.370	19.501	15.305	15.547	13.921	13.418	13.420	13.427	13.282	13.014	10.489	8.403	8.403	8.403	7.879	7.879	7.879	7.879	4.530
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
COOPELAN	136	125	146	102	156	125	116	116	115	113	110	86	69	69	69	66	66	66	66	37
FRONTEL	1.565	1.432	1.420	1.084	1.167	1.074	1.034	1.031	1.029	1.015	993	789	618	619	620	583	583	583	583	347
SAESA	3.300	3.023	2.899	2.258	2.073	2.040	2.004	2.010	2.010	1.995	1.963	1.546	1.180	1.181	1.181	1.107	1.107	1.107	1.107	662
CODINER	112	103	119	84	101	88	84	85	85	84	83	63	46	46	46	43	43	43	43	24
EDECSA	87	90	77	59	88	69	65	65	65	64	62	49	39	39	39	37	37	37	37	20
CEC	164	155	157	122	112	109	107	107	107	107	105	76	51	51	51	48	48	48	48	27
LUZLINARES	190	188	189	131	177	143	135	134	133	131	127	100	79	79	79	75	75	75	75	43
LUZPARRAL	166	165	156	112	138	118	113	113	113	112	110	87	69	69	69	65	65	65	65	38
COPELEC	256	241	280	202	315	243	229	229	229	225	220	164	120	120	120	115	115	115	115	63
COELCHA	98	95	96	76	69	67	65	65	64	63	61	48	37	37	37	35	35	35	35	21
SOCOEPA	42	40	46	34	58	47	43	43	43	42	40	28	19	19	19	18	18	18	18	10
COOPREL	58	55	63	48	55	50	48	49	49	50	49	34	20	20	20	19	19	19	19	10
LUZ OSORNO	222	203	206	153	176	154	147	146	146	143	140	109	84	84	84	79	79	79	79	44
CRELL	149	142	130	107	144	117	111	111	111	109	105	77	54	54	54	51	51	51	51	26
MATAQUITO	-	-	-	-	3	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>49.971</b>	<b>47.721</b>	<b>43.726</b>	<b>35.772</b>	<b>34.832</b>	<b>32.365</b>	<b>30.880</b>	<b>30.881</b>	<b>30.881</b>	<b>30.547</b>	<b>29.928</b>	<b>23.929</b>	<b>18.930</b>	<b>18.930</b>	<b>18.931</b>	<b>17.732</b>	<b>17.732</b>	<b>17.732</b>	<b>17.732</b>	<b>10.143</b>

**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 2022 a 2041, 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 2028 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 2023 al 2027, 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<sup>5</sup> 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 2023 a 2027:

---

<sup>5</sup> Cabe recordar que dicha tabla considera la adjudicación de 777 GWh/año, correspondientes al proceso 2022/01, con inicio de suministro en 2027.

Cod	Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027
6	CHILQUINTA	1.601	1.036	341	382	-91
8	EMELCA	9	1	-5	0	-5
9	LITORAL	-14	-23	-65	-7	-57
10	Enel Distribución	7.502	5.208	3.462	1.808	1.789
14	EEPA	159	115	75	20	7
18	CGE	6.866	6.145	1.399	1.069	-1.134
20	COOPERSOL	0	0	0	0	0
21	COPELAN	-17	-7	-62	-18	-60
22	FRONTEL	257	225	-148	-103	-227
23	SAESA	1.157	1.065	404	194	107
26	CODINER	21	36	1	18	4
28	EDECSA	30	15	-5	22	1
29	CEC	72	72	32	17	8
31	LUZLINARES	40	37	-32	2	-44
32	LUZPARRAL	29	15	-40	-26	-59
33	COPELEC	-73	-57	-163	-79	-182
34	COELCHA	31	27	3	-9	-16
35	SOCOEPA	-6	0	-11	11	-2
36	COOPREL	1	10	-6	-1	-9
39	LUZ OSORNO	43	49	-3	22	0
40	CRELL	5	-12	-38	-1	-31
45	MATAQUITO	-1,1	-1,2	-1,3	1,4	0
46	DESA	-0,8	-0,9	-0,9	-1,0	-1
Total Excedentes		<b>17.823</b>	<b>14.055</b>	<b>5.718</b>	<b>3.567</b>	<b>1.917</b>
Total Déficit		<b>-113</b>	<b>-101</b>	<b>-579</b>	<b>-246</b>	<b>-1.918</b>

**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<sup>6</sup> 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 2028 a 2040:

<sup>6</sup> Idem anterior

Cod	Empresa Dx	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
6	CHILQUINTA	-509	-622	-734	-881	-1.054	-1.603	-2.070	-2.202	-2.336	-2.560	-2.697	-2.836	-2.976
8	EMELCA	-9	-11	-14	-16	-19	-27	-33	-37	-40	-44	-48	-52	-56
9	LITORAL	-83	-92	-100	-110	-121	-151	-174	-182	-190	-201	-209	-217	-226
10	Enel Distribución	234	274	355	210	-16	-1.962	-3.657	-3.780	-3.919	-4.475	-4.661	-4.845	-5.029
14	EEPA	-24	-28	-33	-41	-51	-102	-146	-153	-160	-175	-182	-189	-197
18	CGE	-3.366	-3.986	-4.635	-5.495	-6.498	-9.594	-12.317	-13.190	-14.075	-15.465	-16.392	-17.332	-18.298
20	COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	COPELAN	-88	-99	-109	-122	-135	-168	-195	-205	-216	-230	-241	-252	-263
22	FRONTEL	-376	-416	-456	-519	-602	-860	-1.092	-1.173	-1.283	-1.435	-1.558	-1.686	-1.819
23	SAESA	-196	-302	-422	-582	-773	-1.330	-1.857	-2.064	-2.357	-2.739	-3.067	-3.413	-3.775
26	CODINER	-3	-2	-1	-2	-7	-28	-48	-52	-56	-64	-69	-75	-79
28	EDECSA	-10	-12	-15	-18	-22	-37	-49	-52	-55	-60	-63	-66	-69
29	CEC	-9	-15	-21	-29	-39	-72	-104	-113	-122	-134	-144	-154	-164
31	LUZLINARES	-77	-93	-109	-129	-151	-195	-235	-258	-280	-307	-332	-356	-381
32	LUZPARRAL	-87	-102	-118	-136	-156	-196	-233	-255	-277	-304	-327	-351	-375
33	COPELEC	-248	-282	-320	-369	-424	-529	-630	-694	-762	-841	-920	-1.004	-1.096
34	COELCHA	-28	-33	-37	-43	-49	-65	-79	-84	-88	-95	-100	-104	-109
35	SOCOEPA	-11	-14	-17	-21	-26	-41	-54	-58	-62	-67	-71	-76	-81
36	COOPREL	-18	-21	-25	-29	-33	-53	-71	-77	-82	-90	-97	-104	-112
39	LUZ OSORNO	-23	-30	-37	-46	-58	-94	-126	-135	-145	-159	-169	-179	-189
40	CRELL	-52	-60	-68	-78	-88	-122	-151	-159	-166	-177	-184	-192	-200
45	MATAQUITO	-0,8	-0,8	-0,9	-1,0	-1,1	-1,4	-1,5	-1,5	-1,6	-1,7	-1,8	-1,9	-2,0
46	DESA	-1,0	-1,1	-1,1	-1,2	-1,2	-1,2	-1,3	-1,3	-1,4	-1,5	-1,5	-1,6	-1,6
Total Excedentes		234	274	355	210	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Déficit		-5.220	-6.222	-7.272	-8.668	-10.327	-17.234	-23.326	-24.924	-26.674	-29.625	-31.535	-33.486	-35.497

**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 2023-2026 no es necesario realizar nuevas licitaciones de corto plazo, ya que los excedentes de energía superan con creces a los déficits que se presentan durante dicho período. Sin embargo, para el año 2027 el total de excedentes de energía es prácticamente igual al total de déficit y no se observa ninguna holgura en el sistema para dicho año, por lo que resulta necesario licitar energía adicional de modo de contar con suficiente holgura de contratación.

- **Largo Plazo:** Para los años 2028 en adelante, se aprecia un déficit neto relevante no cubierto por los contratos existentes, por lo tanto, se requiere de procesos licitatorios que solventen esas necesidades de suministro.

## **6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica**

Los compromisos de suministro de energía eléctrica hacia clientes finales (tanto regulados como libres), adquiridos por las empresas generadoras participantes del mercado eléctrico en aquellos sistemas con capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW, son cumplidos mediante la adquisición de energía y potencia en el mercado mayorista, independientemente del nivel de generación de sus unidades, de acuerdo a lo dispuesto en sus respectivos contratos bilaterales y en conformidad a lo establecido en la normativa eléctrica.

En el contexto señalado anteriormente, es posible estimar una cantidad de energía que cada empresa generadora podría considerar como disponible para efectos de contratación con usuarios finales en el horizonte de análisis, como ejercicio referencial y bajo determinados supuestos, que se ha denominado en el presente informe como “Energía Disponible Estimada”. Cabe señalar, que esta energía no corresponde necesariamente a la energía esperada que inyectará cada central, ni tampoco, dada las características del mercado mayorista, debe tener necesariamente un correlato con los contratos que cada empresa generadora pueda suscribir con sus clientes, dado el carácter financiero, y no físico de los mismos.

Para el cálculo de la Energía Disponible Estimada anual del sistema, se consideró el parque generador en operación a junio de 2022, los proyectos considerados en construcción de acuerdo a la Resolución Exenta N°410, de la Comisión, de fecha 31 de mayo de 2022, 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 2034, 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 los últimos 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 junio 2022 en su numeral 1.6.<sup>7</sup>

Para las centrales eólicas y solares, se utilizó la generación promedio esperada hasta el año 2034. 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 tecnología, 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 destina a suministrar contratos de largo plazo. 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	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Energía disponible estimada anual [GWh]	134.227	137.728	140.778	138.209	142.310	142.997	143.337	134.630	133.545	133.223	133.223	133.223	133.223

**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	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Energía disponible estimada anual [GWh]	116.248	119.749	122.800	120.231	124.331	125.018	125.358	116.651	115.566	115.244	115.244	115.244	115.244

**Tabla 6.2: Energía Disponible Anual Ajustada [GWh]**

<sup>7</sup> 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.

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°302 de fecha 05 de mayo de 2022 *“informar en forma detallada los niveles de energía y potencia contratados por vuestra empresa desde el año 2022 hasta 2052, 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<sup>8</sup>, tanto en su componente base como variable.

---

<sup>8</sup> Considera el resultado del proceso de licitación 2022/01.

Año	Cientes Regulados [GWh]	Cientes Libres Distribuidora [GWh]	Cientes Libres [GWh]	Total Energía contratada [GWh]
2022	49.971	4.243	66.829	121.043
2023	47.721	4.326	66.278	118.325
2024	43.726	4.901	64.441	113.068
2025	35.772	4.232	61.000	101.004
2026	34.832	3.731	56.346	94.909
2027	32.365	3.488	54.094	89.947
2028	30.880	3.453	50.489	84.822
2029	30.881	3.367	47.422	81.670
2030	30.881	3.326	43.041	77.248
2031	30.547	3.210	34.158	67.915
2032	29.928	3.207	29.302	62.437
2033	23.929	3.207	22.298	49.434
2034	18.930	3.207	19.335	41.472

**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]
2022	121.043	134.227	90%	13.184
2023	118.325	137.728	86%	19.403
2024	113.068	140.778	80%	27.710
2025	101.004	138.209	73%	37.206
2026	94.909	142.310	67%	47.401
2027	89.947	142.997	63%	53.049
2028	84.822	143.337	59%	58.515
2029	81.670	134.630	61%	52.960
2030	77.248	133.545	58%	56.297
2031	67.915	133.223	51%	65.307
2032	62.437	133.223	47%	70.786
2033	49.434	133.223	37%	83.789
2034	41.472	133.223	31%	91.751

**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, resulta necesario realizar una licitación de corto plazo para contar con suficientes holguras de suministro contratado al año 2027, en conformidad a las disposiciones establecidas en el artículo 135° bis de la Ley.

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

En consideración a lo anterior, adicionalmente podrán contemplarse mecanismos de evaluación que permitan valorar los distintos niveles de riesgo que enfrentan ofertas de nuevos proyectos de generación respecto de aquellas ofertas en base a generación existente. Asimismo, se podrán considerar elementos que contribuyan con el logro del

objetivo de diversificación del sistema, facilitando la participación de proyectos nuevos de generación en base a medios ERNC.

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

## 8. Proyección de los procesos de licitación de suministro

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

Año de Adjudicación	Inicio de Suministro	Volumen a Licitarse (GWh/año)
2023	2027	1.700
2023	2028	3.500
2024	2029	1.000
2025	2030	1.000
2026	2031	1.400

**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 2023 se proyecta licitar las necesidades de suministro para el año 2027 y 2028, las cuales consideran la energía no adjudicada en el proceso licitatorio 2022/01 como también la actualización de la proyección de demanda de clientes regulados determinadas en el presente informe.

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

**ARTÍCULO SEGUNDO:** Notifíquese la presente resolución mediante su envío a las respectivas casillas de correo electrónico de las concesionarias de distribución, las empresas generadoras, y las instituciones y usuarios interesados.

**ARTÍCULO TERCERO:** Publíquese la presente resolución en forma íntegra en el sitio web de la Comisión.

**Anótese, notifíquese y archívese.**

**SECRETARIO EJECUTIVO (S)  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

**MOC/LZG/JTC/CLA/JMS/SCT/PMG/JCA/**

Distribución:

1. Secretaría Ejecutiva CNE.
2. Departamento de Regulación Económica CNE.
3. Departamento Eléctrico CNE.
4. Departamento Jurídico CNE.
5. Oficina de Partes CNE.