

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

**SANTIAGO, 10 de octubre de 2025**

**RESOLUCIÓN EXENTA N° 628**

**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°88, de 04 de febrero de 2025;
- f) Lo solicitado por esta Comisión a través de Oficio Ordinario N°302, de 21 de abril de 2025;
- g) Lo establecido en la Resolución Exenta N°47, de 27 de marzo de 2025, de la Comisión, 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°312, de 9 de junio de 2025, de la Comisión, que crea el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados para efectos de realizar observaciones de carácter técnico al Informe Preliminar de Licitaciones del año 2024, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos;
- i) La Resolución Exenta N°438 de la Comisión, de 28 de julio de 2025, que "Aprueba Informe Preliminar de Licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos";
- j) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N°292, de 14 de julio de 2023, de la Comisión, que aprueba término anticipado de contratos de suministro de energía y potencia para servicio público de distribución entre Huemul Energía SpA, respaldados por el proyecto Ckani, y las distribuidoras que se indican;
- k) Lo dispuesto en las Resoluciones Exentas N°623, de 18 de diciembre 2023, y N°22, de 16 de enero de 2024, ambas de la Comisión, que aprueban término anticipado de contratos de suministro de energía y potencia para servicio público de distribución entre María Elena Solar S.A. y las distribuidoras que se indican;
- l) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N°437 de la Comisión, de 23 de agosto de 2024, que "Concede solicitud de término anticipado de contratos de suministro regulados suscritos en el marco de la Licitación de Suministro 2021/01, presentada por Parque Eólico San Andrés SpA";
- m) Lo dispuesto en las Resoluciones Exentas N°604, de 14 de noviembre 2024, y N°665, de 13 de diciembre de 2024, ambas de la Comisión, que aprueban término anticipado de contratos de suministro de energía y potencia para servicio público de distribución entre Copihue Energía SpA y las distribuidoras que se indican;
- n) Lo dispuesto en las Resoluciones Exentas N°124, de 19 de marzo 2025, y N°241, de 14 de mayo de 2025, ambas de la Comisión, que aprueban término anticipado de contratos de suministro de energía y potencia para servicio público de distribución entre Cox Energía SpA y las distribuidoras que se indican;
- o) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N°382, de 3 de julio de 2025, de la Comisión, que aprueba término anticipado de contratos de suministro de energía y potencia para servicio público de distribución entre Energía Renovable Verano Tres SpA y las distribuidoras que se indican;
- p) La Resolución Exenta N° 627, de la Comisión, de 10 de octubre de 2025, que "Aprueba respuestas a observaciones al Informe Preliminar de Licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos";

- q) Lo señalado en el Decreto N°12A, de fecha 21 de noviembre de 2022, del Ministerio de Energía, que nombra a don Marco Antonio Mancilla Ayancán en el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- r) Lo dispuesto en la Resolución N° 36, de 19 de diciembre de 2024, de la Contraloría General de la República, que "Fija normas sobre exención del trámite de toma de razón"

#### 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 con 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, mediante Resolución Exenta individualizada en el literal j) de Vistos, se aprobó el término anticipado de los contratos de Huemul Energía SpA, correspondientes al proceso 2015/01;
7. Que, mediante Resoluciones Exentas individualizadas en el literal k) de Vistos, se aprobó el término anticipado de los contratos de María Elena Solar S.A., correspondientes al proceso 2015/01;
8. Que, mediante resolución exenta individualizada en el literal l) de Vistos, se aprobó el término anticipado de los contratos de Parque Eólico San Andrés SpA, correspondientes al proceso 2021/01;
9. Que, mediante Resoluciones Exentas individualizadas en el literal m) de Vistos, se aprobó el término anticipado de los contratos de Copihue Energía SpA, correspondientes al proceso 2015/01;
10. Que, mediante Resoluciones Exentas individualizadas en el literal n) de Vistos, se aprobó el término anticipado de los contratos de Cox Energía SpA y las distribuidoras que se indica, correspondientes al proceso 2017/01;
11. Que, mediante Resoluciones Exentas individualizadas en el literal o) de Vistos, se aprobó el término anticipado de los contratos de Energía Renovable Verano Tres SpA y las distribuidoras que se indica, correspondientes al proceso 2017/01
12. Que, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 17° del Reglamento, dentro de los treinta 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 cuatro años.
13. Que, dentro del plazo de quince días contados desde la notificación del Informe Final de Licitaciones 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 dicho, el que deberá resolver conforme a lo dispuesto en el artículo 211° de la Ley; y,
14. 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

OCTUBRE 2025  
SANTIAGO – CHILE

## ÍNDICE

1. Introducción .....	3
2. Supuestos y metodologías utilizadas .....	4
3. Proyecciones de demanda .....	7
3.1. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria ....	7
3.2. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional .....	9
3.3. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios .....	11
3.4. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios .....	12
3.5. Generación Distribuida y Electromovilidad .....	14
3.6. Proyección de Demanda Total Informada por Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional .....	16
3.7. Antecedentes de demanda histórica de clientes regulados .....	19
3.8. Metodología de ajuste de previsión de demanda .....	21
3.9. Eficiencia Energética .....	23
3.10. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios.....	25
3.11. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios .....	29
3.12. Generación Distribuida .....	30
3.13. Electromovilidad .....	32
3.14. Proyecciones de demanda ajustadas .....	34
4. Nivel de contratación existente .....	37
5. Necesidades de suministro a contratar.....	42
6. Situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica .....	45
7. Condiciones especiales de licitación .....	49
8. Proyección de los procesos de licitación de suministro.....	49

## 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°88, de fecha 04 de febrero de 2025, en adelante “Of. Ord. CNE N°88” 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 objetivo 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°88, 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°88, 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 de Puente Alto S.A., en adelante “EEPA”, Compañía General de Electricidad S.A., en adelante “CGE”, 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”, Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER S.A., en adelante “Codiner”, Empresa Eléctrica Municipal de TIL TIL, en adelante “Til-Til” y Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda., en adelante “Crell”, que justifican las

proyecciones y tasas tendenciales obtenidas para el presente informe, en base a los resultados del estudio conjunto contratado a la consultora System Ingeniería y Diseños S.A., “Proyección de demanda para clientes regulados 2025-2045”, en el que realizaron proyecciones de consumo mensual desde enero 2025 a diciembre 2045. 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 distribuida, 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 Distribuidora Eléctrica S.A., en adelante “DESA”, realizó sus propias proyecciones en base a la información que disponía al momento del envío de la respuesta al Of. Ord. CNE N°88.

Las proyecciones de las empresas, Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda., en adelante “Coopersol”, y, Distribuidora de Energía Eléctrica Mataquito S.A., en adelante “Mataquito”, 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, constituyéndose por tanto esta última en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones. Por lo tanto, se agrupó el total de demanda para CGE para todo el período de proyección.

Asimismo, Enel Distribución, continuadora legal de Chilectra S.A., absorbió a Empresa Eléctrica Colina Ltda y Luz Andes Ltda., constituyéndose por tanto en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones.

Las tasas de crecimiento resultantes a partir de la información entregada por las empresas distribuidoras en respuesta al Of. Ord. CNE N°88, considerando los criterios señalados precedentemente e incorporando los efectos extra tendenciales mencionados en el punto 2.3, se presentan en el punto 3.6 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 distribuida 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 subestación primaria, 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 los efectos de medidas de eficiencia energética, generación distribuida, 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 enviaron a la Comisión las proyecciones de demanda de energía mensuales para los años 2025 a 2045, 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 regulados con potencia conectada mayor a 500 kW, y los demás divididos 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°88, 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	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	2.491	2.520	2.550	2.581	2.613	2.645	2.678	2.712	2.746	2.782	2.818	2.854	2.891	2.930	2.968	3.008	3.048	3.090	3.132	3.174	3.218
EMELCA	24	24	25	26	26	27	27	28	29	29	30	31	31	32	33	34	34	35	36	37	38
LITORAL	157	163	167	172	177	181	186	192	197	202	207	213	219	224	230	236	242	248	255	261	268
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.232	10.315	10.434	10.555	10.682	10.811	10.943	11.077	11.214	11.354	11.496	11.642	11.790	11.941	12.095	12.253	12.413	12.577	12.744	12.914	13.088
TIL-TIL	18	18	18	19	19	19	20	20	20	20	21	21	21	22	22	22	23	23	24	24	24
EEPA	229	232	236	240	244	247	251	256	260	264	268	273	277	282	286	291	296	301	306	311	316
CGE	13.619	14.012	14.339	14.668	15.006	15.344	15.685	16.028	16.373	16.719	17.068	17.419	17.771	18.126	18.484	18.843	19.205	19.569	19.935	20.304	20.675
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	144	150	156	162	168	175	181	188	195	202	209	216	223	231	239	246	254	262	271	279	288
FRONTEL	1.276	1.314	1.355	1.396	1.436	1.477	1.518	1.559	1.600	1.641	1.682	1.723	1.765	1.806	1.847	1.888	1.930	1.971	2.012	2.054	2.095
SAESA	2.045	2.081	2.126	2.175	2.225	2.276	2.329	2.382	2.437	2.493	2.550	2.607	2.667	2.727	2.788	2.851	2.915	2.980	3.047	3.115	3.184
CODINER	90	95	100	105	111	116	122	127	133	139	145	151	157	163	169	176	183	189	196	203	211
EDECSA	56	57	58	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	73	74	75	76
CEC	96	98	101	104	106	109	112	115	118	121	124	127	130	133	137	140	144	147	151	154	158
LUZLINARES	162	166	170	175	180	185	190	195	200	205	211	216	222	227	233	239	245	251	258	264	271
LUZPARRAL	144	149	155	160	166	172	178	184	190	196	203	209	216	223	230	237	245	252	260	267	275
COPELEC	326	342	363	382	398	417	437	455	471	487	503	520	538	555	573	592	610	629	649	669	689
COELCHA	76	81	85	90	95	100	105	111	116	121	127	133	139	144	150	157	163	169	176	183	189
SOCOEPA	55	56	58	60	62	64	66	68	71	73	75	78	80	82	85	87	90	92	95	98	101
COOPREL	58	59	61	62	64	65	66	68	69	71	72	73	74	76	77	78	79	80	81	83	84
LUZ OSORNO	184	191	200	210	221	231	242	253	265	276	288	300	312	325	337	350	363	377	391	405	419
CRELL	149	159	172	183	191	198	205	212	219	227	234	241	249	256	264	271	278	286	294	301	309
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>TOTAL</b>	<b>31.631</b>	<b>32.284</b>	<b>32.930</b>	<b>33.582</b>	<b>34.248</b>	<b>34.922</b>	<b>35.604</b>	<b>36.292</b>	<b>36.985</b>	<b>37.686</b>	<b>38.396</b>	<b>39.113</b>	<b>39.840</b>	<b>40.575</b>	<b>41.318</b>	<b>42.071</b>	<b>42.833</b>	<b>43.604</b>	<b>44.385</b>	<b>45.175</b>	<b>45.976</b>

Tabla 3.1.- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas distribuidoras a nivel de subestación primaria. [GWh]

### 3.2. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel 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 2025, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 23° 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	1,00908
Sistema B	1,03495
Sistema C	1,01742
Sistema D	1,01375
Sistema E	1,02875
Sistema F	1,02148

**Tabla 3.2.- Factores de esperados de Pérdidas de Energía de cada sistema de transmisión zonal.**

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

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

<sup>2</sup><https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas-de-empresas-distribuidoras/armonizacion-tarifaria/factores-de-perdida-y-referenciacion-en-sistemas-zonales/2025-factores-de-perdida-y-referenciacion-en-sistemas-zonales/>

Empresa Dx	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	2.531	2.560	2.591	2.622	2.655	2.688	2.721	2.756	2.791	2.826	2.863	2.900	2.938	2.977	3.016	3.056	3.097	3.139	3.182	3.225	3.270
EMELCA	24	25	25	26	27	27	28	28	29	30	31	31	32	33	33	34	35	36	37	37	38
LITORAL	160	165	170	175	179	184	189	195	200	205	211	216	222	228	234	240	246	252	259	265	272
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.346	10.429	10.549	10.672	10.800	10.931	11.064	11.199	11.338	11.479	11.623	11.770	11.920	12.073	12.229	12.388	12.550	12.716	12.884	13.057	13.232
TIL-TIL	18	18	19	19	19	20	20	20	20	21	21	21	22	22	22	23	23	23	24	24	25
EEPA	231	235	239	242	246	250	254	258	263	267	271	276	280	285	289	294	299	304	309	314	320
CGE	13.855	14.253	14.586	14.920	15.263	15.607	15.953	16.302	16.652	17.004	17.358	17.715	18.073	18.434	18.797	19.162	19.529	19.899	20.272	20.646	21.024
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	146	152	158	164	171	177	184	191	197	204	212	219	226	234	242	250	258	266	274	283	292
FRONTEL	1.294	1.332	1.373	1.415	1.456	1.498	1.539	1.581	1.622	1.664	1.705	1.747	1.789	1.831	1.872	1.914	1.956	1.998	2.040	2.082	2.124
SAESA	2.072	2.109	2.154	2.204	2.255	2.307	2.360	2.414	2.470	2.526	2.584	2.642	2.702	2.763	2.826	2.889	2.954	3.020	3.087	3.156	3.226
CODINER	92	97	102	107	112	118	123	129	135	141	147	153	159	165	172	178	185	192	199	206	214
EDECSA	56	58	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	73	74	75	76	77
CEC	97	100	102	105	108	111	113	116	119	122	126	129	132	135	139	142	146	149	153	157	160
LUZLINARES	164	168	173	177	182	187	192	197	203	208	213	219	225	230	236	242	249	255	261	268	274
LUZPARRAL	146	151	157	162	168	174	180	186	193	199	206	212	219	226	233	241	248	255	263	271	279
COPELEC	330	347	368	387	404	423	443	461	477	494	510	528	545	563	581	600	619	638	658	678	699
COELCHA	77	82	87	91	96	102	107	112	118	123	129	135	140	146	153	159	165	172	178	185	192
SOCOEPA	55	57	59	61	63	65	67	69	72	74	76	79	81	83	86	88	91	94	96	99	102
COOPREL	59	60	61	63	64	66	67	69	70	72	73	74	75	77	78	79	80	81	83	84	85
LUZ OSORNO	186	194	203	213	224	235	246	257	268	280	292	304	316	329	342	355	368	382	396	410	425
CRELL	151	161	174	185	193	200	208	215	222	230	237	245	252	260	267	275	282	290	298	305	313
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>TOTAL</b>	<b>32.091</b>	<b>32.754</b>	<b>33.409</b>	<b>34.071</b>	<b>34.746</b>	<b>35.430</b>	<b>36.122</b>	<b>36.819</b>	<b>37.522</b>	<b>38.234</b>	<b>38.953</b>	<b>39.682</b>	<b>40.418</b>	<b>41.164</b>	<b>41.918</b>	<b>42.682</b>	<b>43.454</b>	<b>44.237</b>	<b>45.029</b>	<b>45.831</b>	<b>46.643</b>

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

### 3.3. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

Ninguna de las empresas informó traspasos de usuarios no sometidos a fijación de precios al régimen de tarifa regulada.

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

Empresa Dx	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FRONTEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</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 300 kW. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, debiendo permanecer un período mínimo de cuatro años en el régimen escogido. El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.

Al respecto, las empresas proyectaron un 30% de migración al régimen libre para el volumen de energía traspasable para el horizonte de proyección.

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	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	14	29	41	49	52	53	54	55	56	56	57	58	59	59	60	61	62	63	63	64	65
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ENEL DISTRIBUCIÓN	67	135	191	230	241	246	252	255	258	261	265	268	271	275	278	282	286	289	293	297	301
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EEPA	1	1	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
CGE	83	170	245	297	315	326	337	344	352	359	367	375	382	390	398	406	414	422	430	438	446
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3
FRONTEL	5	10	15	18	19	20	21	22	22	23	23	24	24	25	26	26	27	27	28	28	29
SAESA	15	31	44	54	57	59	61	63	64	65	67	68	70	72	73	75	76	78	80	82	83
CODINER	2	4	6	8	8	9	9	10	10	11	11	12	12	13	13	14	14	15	15	16	16
EDECSA	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CEC	1	2	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6
LUZLINARES	1	2	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5
LUZPARRAL	2	5	7	8	9	9	10	10	10	11	11	11	12	12	12	13	13	14	14	14	15
COPELEC	2	4	5	6	7	7	8	8	8	8	9	9	9	10	10	10	11	11	11	12	12
COELCHA	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3
SOCOEPA	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COOPREL	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LUZ OSORNO	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
CRELL	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>195</b>	<b>397</b>	<b>568</b>	<b>687</b>	<b>726</b>	<b>748</b>	<b>772</b>	<b>786</b>	<b>802</b>	<b>817</b>	<b>832</b>	<b>848</b>	<b>863</b>	<b>879</b>	<b>895</b>	<b>912</b>	<b>928</b>	<b>945</b>	<b>962</b>	<b>979</b>	<b>997</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 Distribuida y Electromovilidad**

A cada empresa distribuidora se le solicitó incluir sus proyecciones de generación distribuida y electromovilidad. Junto a las proyecciones de consumo tendencial, las empresas incluyeron en el estudio System proyecciones de generación distribuida y electromovilidad. La metodología se detalla en el mismo estudio, incluido en los anexos del presente informe.

A continuación, se presenta la información de las estimaciones de generación distribuida y electromovilidad informado por las distintas empresas distribuidoras.

Empresa Dx	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	57	66	74	97	157	263	385	499	602	692	770	833	882	919	945	964	976	983	988	990	991
EMELCA	1	1	1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10
LITORAL	4	4	5	6	10	16	24	31	37	43	47	51	54	57	58	59	60	60	61	61	61
ENEL DISTRIBUCIÓN	125	170	251	400	731	1.246	1.801	2.321	2.790	3.206	3.551	3.824	4.050	4.219	4.340	4.424	4.481	4.515	4.535	4.547	4.552
TIL-TIL	0	0	0	1	1	2	3	4	5	5	6	6	7	7	7	7	7	8	8	8	8
EEPA	2	2	4	8	15	27	39	51	61	71	78	84	90	93	96	98	99	100	100	101	101
CGE	259	320	411	620	1.083	1.812	2.606	3.346	4.019	4.613	5.120	5.532	5.856	6.099	6.274	6.392	6.471	6.521	6.552	6.569	6.578
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	3	3	4	6	11	18	27	34	41	47	52	57	60	63	64	66	66	67	67	67	68
FRONTEL	20	25	32	48	81	135	195	251	302	347	385	417	441	460	473	482	488	492	494	495	496
SAESA	25	34	35	39	60	131	231	326	410	485	548	600	641	672	694	708	718	725	729	731	732
CODINER	2	2	3	4	7	11	16	21	25	29	32	35	37	38	39	40	41	41	41	41	41
EDECSA	1	1	2	2	4	6	9	11	14	16	17	19	20	21	21	22	22	22	22	22	22
CEC	2	2	3	4	6	11	15	20	24	27	30	33	34	36	37	38	38	38	39	39	39
LUZLINARES	3	4	5	8	13	22	32	41	49	56	62	68	72	75	77	78	79	80	80	80	80
LUZPARRAL	3	4	5	7	12	19	28	36	44	50	56	60	64	66	68	70	70	71	71	71	72
COPELEC	7	8	10	15	26	43	63	81	97	112	124	134	142	148	152	155	157	158	159	159	159
COELCHA	1	1	2	2	4	7	10	13	16	18	20	21	23	24	24	25	25	25	25	26	26
SOCOEPA	1	1	1	1	1	3	6	8	10	12	13	15	16	16	17	17	18	18	18	18	18
COOPREL	1	1	1	1	1	3	6	8	10	12	14	15	16	17	18	18	18	19	19	19	19
LUZ OSORNO	2	3	3	4	5	12	21	30	38	45	51	56	60	63	65	66	67	68	68	68	68
CRELL	2	2	2	3	4	9	17	23	29	35	40	43	46	48	50	51	52	52	53	53	53
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>519</b>	<b>656</b>	<b>854</b>	<b>1.276</b>	<b>2.235</b>	<b>3.798</b>	<b>5.536</b>	<b>7.160</b>	<b>8.629</b>	<b>9.927</b>	<b>11.026</b>	<b>11.912</b>	<b>12.619</b>	<b>13.150</b>	<b>13.531</b>	<b>13.790</b>	<b>13.963</b>	<b>14.073</b>	<b>14.139</b>	<b>14.176</b>	<b>14.193</b>

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

Empresa Dx	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	4	5	5	6	11	25	54	103	181	287	398	497	623	727	807	885	927	940	944	946	947
EMELCA	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4	5	7	8	8	9	10	10	10	10	10
LITORAL	0	0	0	0	1	2	3	6	11	18	24	31	38	45	50	54	57	58	58	58	58
ENEL DISTRIBUCIÓN	30	31	33	43	80	153	272	454	744	1.162	1.677	2.157	2.563	2.924	3.204	3.474	3.614	3.654	3.670	3.677	3.681
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4	4	5	6	6	6	6	6	6	6
EEPA	1	1	1	1	2	3	6	10	17	26	38	48	57	66	72	78	81	82	82	82	83
CGE	21	22	25	35	73	164	328	622	1.104	1.708	2.346	3.033	3.669	4.216	4.651	5.143	5.432	5.518	5.548	5.561	5.567
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	0	0	0	0	1	1	3	5	10	15	21	27	33	37	41	47	50	51	51	51	51
FRONTEL	1	1	2	2	4	10	21	39	71	113	151	198	240	273	303	342	365	372	375	376	376
SAESA	1	1	2	3	8	19	37	72	131	206	284	413	530	603	661	734	779	792	797	798	799
CODINER	0	0	0	0	0	1	2	3	6	9	13	16	20	23	25	28	30	31	31	31	31
EDECSA	0	0	0	0	0	1	1	2	4	6	9	11	14	16	18	20	21	21	21	21	21
CEC	0	0	0	0	0	1	2	3	6	9	12	15	19	21	24	27	29	29	29	29	29
LUZLINARES	0	0	0	0	1	2	3	6	12	18	25	32	39	44	49	55	59	60	61	61	61
LUZPARRAL	0	0	0	0	1	1	3	6	10	16	22	29	35	39	44	49	53	54	54	54	54
COPELEC	0	0	1	1	1	3	7	13	23	36	49	64	77	88	97	110	117	120	120	121	121
COELCHA	0	0	0	0	0	1	1	2	4	6	8	10	12	14	16	18	19	19	19	19	19
SOCOEPA	0	0	0	0	0	0	1	2	3	5	7	10	13	15	16	18	19	20	20	20	20
COOPREL	0	0	0	0	0	0	1	2	3	5	7	11	14	16	17	19	20	20	21	21	21
LUZ OSORNO	0	0	0	0	1	2	4	7	12	19	27	39	50	57	62	69	73	75	75	75	75
CRELL	0	0	0	0	1	1	3	5	10	15	21	30	39	44	48	53	57	58	58	58	58
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>61</b>	<b>63</b>	<b>69</b>	<b>95</b>	<b>185</b>	<b>390</b>	<b>751</b>	<b>1.365</b>	<b>2.365</b>	<b>3.686</b>	<b>5.143</b>	<b>6.679</b>	<b>8.095</b>	<b>9.281</b>	<b>10.219</b>	<b>11.239</b>	<b>11.818</b>	<b>11.989</b>	<b>12.050</b>	<b>12.077</b>	<b>12.090</b>

Tabla 3.7.- Proyección de consumo por Electromovilidad informado por empresas distribuidoras, a nivel Nacional. [GWh]

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

Considerando la información de proyección de demanda de energía presentada por las empresas distribuidoras de acuerdo con lo indicado en los puntos 3.1 a 3.5, se obtiene la proyección total de demanda a nivel nacional y las respectivas tasas de crecimiento asociadas, según se presenta a continuación:

Empresa Dx	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	2.464	2.470	2.481	2.482	2.457	2.397	2.336	2.304	2.314	2.365	2.434	2.507	2.621	2.725	2.818	2.916	2.987	3.033	3.075	3.117	3.160
EMELCA	24	24	25	25	25	25	24	24	25	26	27	28	29	31	32	33	35	35	36	37	38
LITORAL	157	161	165	169	170	169	169	170	174	180	187	195	206	216	225	234	243	249	256	262	269
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.184	10.155	10.139	10.086	9.908	9.591	9.283	9.078	9.034	9.174	9.484	9.835	10.162	10.503	10.814	11.157	11.399	11.565	11.726	11.890	12.060
TIL-TIL	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17	18	18	19	20	20	21	22	22	22	23	23
EEPA	229	232	233	234	231	225	219	215	215	220	228	237	245	254	263	272	278	283	288	293	299
CGE	13.534	13.785	13.956	14.039	13.938	13.634	13.339	13.233	13.385	13.739	14.217	14.841	15.504	16.160	16.776	17.507	18.077	18.474	18.837	19.200	19.568
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	143	148	153	157	159	159	158	160	164	171	178	187	197	206	216	228	239	247	256	264	273
FRONTEL	1.270	1.298	1.328	1.351	1.360	1.353	1.344	1.347	1.370	1.407	1.448	1.504	1.563	1.619	1.677	1.748	1.807	1.851	1.893	1.934	1.976
SAESA	2.033	2.045	2.077	2.114	2.146	2.136	2.105	2.098	2.127	2.182	2.252	2.386	2.521	2.623	2.720	2.841	2.938	3.010	3.076	3.142	3.210
CODINER	88	91	93	95	98	98	99	101	105	110	116	123	130	137	144	153	161	167	174	180	187
EDECSA	55	55	56	56	55	54	53	53	53	54	56	58	61	63	65	68	70	71	72	73	74
CEC	95	96	97	98	98	97	95	95	97	99	102	107	111	116	120	126	130	134	138	141	145
LUZLINARES	160	162	165	167	166	163	160	159	161	166	171	179	188	196	204	215	224	230	237	243	250
LUZPARRAL	141	143	146	148	148	147	145	146	149	155	161	170	179	187	196	208	217	225	232	239	247
COPELEC	323	336	353	366	372	376	379	385	395	410	426	448	471	493	516	544	569	589	608	628	648
COELCHA	76	80	84	88	91	93	96	99	104	109	115	121	128	134	141	149	156	163	169	176	183
SOCOEPA	55	56	58	60	61	62	62	63	64	66	69	73	77	81	84	88	92	95	97	100	103
COOPREL	58	58	60	61	62	62	61	61	62	63	65	68	72	74	76	79	81	82	83	84	85
LUZ OSORNO	184	190	199	209	218	223	226	232	241	252	266	285	304	321	337	356	372	387	400	415	429
CRELL	149	159	171	182	189	192	193	196	202	209	218	231	244	254	264	276	286	294	302	310	318
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>TOTAL</b>	<b>31.438</b>	<b>31.763</b>	<b>32.057</b>	<b>32.203</b>	<b>31.971</b>	<b>31.274</b>	<b>30.566</b>	<b>30.238</b>	<b>30.457</b>	<b>31.175</b>	<b>32.239</b>	<b>33.601</b>	<b>35.031</b>	<b>36.415</b>	<b>37.711</b>	<b>39.220</b>	<b>40.381</b>	<b>41.208</b>	<b>41.978</b>	<b>42.753</b>	<b>43.543</b>

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

Empresa Dx	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	2,0%	0,3%	0,4%	0,1%	-1,0%	-2,4%	-2,5%	-1,4%	0,4%	2,2%	2,9%	3,0%	4,5%	4,0%	3,4%	3,5%	2,4%	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%
EMELCA	2,4%	1,9%	2,0%	1,5%	0,2%	-1,3%	-1,3%	-0,1%	1,7%	3,4%	4,1%	4,1%	5,5%	4,9%	4,3%	4,3%	3,3%	2,5%	2,3%	2,3%	2,3%
LITORAL	2,3%	3,0%	2,5%	2,0%	0,9%	-0,4%	-0,4%	0,7%	2,2%	3,7%	4,2%	4,2%	5,3%	4,8%	4,3%	4,3%	3,4%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%
ENEL DISTRIBUCIÓN	0,9%	-0,3%	-0,1%	-0,5%	-1,8%	-3,2%	-3,2%	-2,2%	-0,5%	1,6%	3,4%	3,7%	3,3%	3,4%	3,0%	3,2%	2,2%	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%
TIL-TIL	0,4%	1,4%	0,6%	0,1%	-1,1%	-2,5%	-2,5%	-1,5%	0,2%	2,1%	3,5%	3,7%	3,8%	3,7%	3,3%	3,4%	2,5%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%
EEPA	0,0%	1,1%	0,6%	0,1%	-1,2%	-2,6%	-2,6%	-1,6%	0,1%	2,0%	3,7%	4,0%	3,6%	3,6%	3,2%	3,4%	2,5%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
CGE	1,5%	1,9%	1,2%	0,6%	-0,7%	-2,2%	-2,2%	-0,8%	1,1%	2,6%	3,5%	4,4%	4,5%	4,2%	3,8%	4,4%	3,3%	2,2%	2,0%	1,9%	1,9%
COOPERSOL	-100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
COOPELAN	6,1%	3,4%	3,2%	2,5%	1,3%	-0,1%	-0,1%	1,0%	2,7%	3,9%	4,2%	5,2%	5,2%	4,8%	4,8%	5,5%	4,6%	3,6%	3,4%	3,3%	3,3%
FRONTEL	2,3%	2,2%	2,3%	1,7%	0,7%	-0,5%	-0,7%	0,3%	1,7%	2,7%	2,9%	3,9%	3,9%	3,6%	3,6%	4,3%	3,4%	2,5%	2,2%	2,2%	2,1%
SAESA	1,0%	0,6%	1,6%	1,8%	1,5%	-0,5%	-1,4%	-0,3%	1,4%	2,6%	3,2%	6,0%	5,6%	4,0%	3,7%	4,4%	3,4%	2,4%	2,2%	2,2%	2,2%
CODINER	6,3%	2,7%	2,8%	2,5%	2,2%	0,9%	0,9%	2,1%	3,7%	4,9%	5,0%	5,9%	5,9%	5,5%	5,4%	6,0%	5,0%	4,1%	3,9%	3,8%	3,7%
EDECSA	5,0%	1,0%	0,6%	0,3%	-0,7%	-2,2%	-2,2%	-1,0%	0,8%	2,5%	3,2%	3,3%	4,8%	4,2%	3,6%	3,7%	2,7%	1,8%	1,6%	1,6%	1,6%
CEC	1,7%	0,9%	1,2%	0,9%	0,1%	-1,1%	-1,2%	-0,1%	1,5%	2,7%	3,0%	4,1%	4,2%	3,9%	3,9%	4,7%	3,8%	2,8%	2,6%	2,6%	2,6%
LUZLINARES	1,7%	1,7%	1,7%	1,0%	-0,2%	-1,8%	-1,9%	-0,6%	1,3%	2,9%	3,2%	4,6%	4,7%	4,3%	4,3%	5,3%	4,1%	3,0%	2,7%	2,7%	2,7%
LUZPARRAL	4,4%	1,3%	1,8%	1,3%	0,5%	-1,0%	-1,1%	0,3%	2,3%	3,7%	4,0%	5,3%	5,3%	4,9%	4,8%	5,7%	4,6%	3,5%	3,2%	3,2%	3,2%
COPELEC	4,1%	4,1%	5,1%	3,8%	1,7%	1,0%	0,9%	1,5%	2,6%	3,8%	4,1%	5,1%	5,1%	4,7%	4,7%	5,4%	4,5%	3,5%	3,3%	3,2%	3,2%
COELCHA	10,7%	5,4%	5,0%	4,5%	3,8%	2,8%	2,7%	3,4%	4,4%	5,1%	5,1%	5,6%	5,5%	5,2%	5,1%	5,4%	4,8%	4,2%	4,0%	3,9%	3,9%
SOCOPEPA	2,3%	2,4%	3,0%	3,1%	2,7%	1,0%	0,1%	1,1%	2,5%	3,5%	4,0%	6,2%	5,8%	4,5%	4,2%	4,7%	3,9%	3,0%	2,8%	2,8%	2,8%
COOPREL	4,4%	1,4%	2,4%	2,2%	1,7%	-0,2%	-1,1%	-0,2%	1,2%	2,2%	2,7%	5,1%	4,8%	3,3%	2,9%	3,5%	2,6%	1,6%	1,3%	1,3%	1,2%
LUZ OSORNO	5,2%	3,3%	4,8%	4,9%	4,3%	2,3%	1,5%	2,5%	3,9%	4,8%	5,2%	7,3%	6,9%	5,4%	5,0%	5,5%	4,7%	3,8%	3,6%	3,5%	3,5%
CRELL	2,1%	6,5%	8,1%	6,2%	3,8%	1,5%	0,7%	1,5%	2,8%	3,6%	4,0%	6,0%	5,7%	4,3%	4,0%	4,5%	3,7%	2,8%	2,6%	2,5%	2,5%
MATAQUITO	-100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
DESA	356,0%	14,5%	3,4%	5,6%	8,4%	6,5%	6,8%	11,8%	9,9%	7,0%	6,2%	6,5%	4,4%	2,1%	1,8%	0,7%	0,8%	1,2%	0,4%	0,0%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,5%</b>	<b>-0,7%</b>	<b>-2,2%</b>	<b>-2,3%</b>	<b>-1,1%</b>	<b>0,7%</b>	<b>2,4%</b>	<b>3,4%</b>	<b>4,2%</b>	<b>4,3%</b>	<b>3,9%</b>	<b>3,6%</b>	<b>4,0%</b>	<b>3,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>

Tabla 3.8B.- Tasas de crecimiento de demanda proyectada por empresas distribuidoras considerando traspaso de clientes, generación distribuida y electromovilidad, a nivel Nacional. [%]

### 3.7. 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, a través del Oficio Ordinario CNE N° 297 de fecha 17 de abril de 2025, la Comisión solicitó a las empresas distribuidoras los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2020 a 2024, del total de clientes regulados suministrados por las empresas distribuidoras durante ese período, agrupándolos por punto de conexión. Adicionalmente, se revisaron los retiros históricos informados por el Coordinador Eléctrico Nacional en respuesta al Oficio Ordinario CNE N°25 del año 2018.

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 2010 a 2024, a nivel de subestaciones primarias de distribución, son los siguientes:

Empresa Dx	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
EMELARI	254	276	290	299	312	320	330	339	314	292	274	282	289	0	0
ELIQSA	432	466	485	500	507	524	523	534	498	456	434	448	456	0	0
ELECDA SING	749	790	858	908	959	974	991	1.010	976	910	878	874	888	0	0
ELECDA SIC	18	19	19	23	24	21	21	21	16	14	14	14	15	0	0
EMELAT	571	618	641	675	702	675	690	647	507	470	435	443	454	0	0
CHILQUINTA	2.044	2.160	2.288	2.418	2.526	2.573	2.599	2.479	2.373	2.305	2.263	2.355	2.435	2.397	2.438
CONAFE	1.509	1.545	1.644	1.739	1.810	1.774	1.826	1.765	1.722	1.646	1.568	1.633	1.694	0	0
EMELCA	14	15	15	15	15	16	17	17	18	17	15	17	18	24	23
LITORAL	71	72	80	85	91	95	102	108	115	121	123	139	149	151	154
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.445	9.935	10.593	11.226	11.594	11.869	11.962	11.676	10.888	10.172	9.296	9.353	9.016	9.664	10.110
EEC	68	71	74	79	86	89	92	89	93	110	115	0	0	0	0
TIL-TIL	12	16	15	14	15	15	14	16	16	16	18	17	17	18	18
EEPA	222	227	246	248	267	273	291	256	220	215	205	210	218	220	228
LUZANDES	7	8	8	9	9	9	9	10	10	-	-	0	0	0	0
CGE	7.093	7.573	8.067	8.688	9.122	9.522	9.884	9.721	8.958	8.461	8.193	8.596	9.088	12.946	13.298
COOPERSOL	0	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2
COPELAN	70	82	84	87	88	94	98	97	103	109	112	120	124	126	134
FRONTEL	815	867	924	970	1.022	1.060	1.060	1.008	990	966	978	1.069	1.152	1.187	1.230
SAESA	1.735	1.854	1.998	2.116	2.217	2.267	2.241	2.057	1.796	1.656	1.584	1.694	1.835	1.947	2.008
CODINER	51	55	60	67	71	76	85	89	88	76	75	76	68	77	84
EDECSA	44	46	47	55	58	58	60	53	54	58	56	56	53	51	53
CEC	103	101	104	113	115	117	121	109	83	83	89	86	90	88	93

Empresa Dx	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
LUZLINARES	95	103	107	114	125	129	139	132	135	132	133	141	152	147	156
LUZPARRAL	59	66	69	80	92	97	104	104	190	98	112	117	130	130	136
COPELEC	114	125	130	144	157	169	187	196	207	224	245	265	284	573	308
COELCHA	42	48	52	53	57	59	63	46	46	46	51	56	49	66	68
SOCOEPA	26	28	30	31	33	35	38	39	41	42	44	49	50	53	53
COOPREL	31	33	32	36	38	42	45	46	43	41	48	53	51	56	55
LUZ OSORNO	124	135	134	142	153	168	172	159	158	147	139	152	155	166	173
CRELL	63	71	80	83	85	86	87	97	100	102	109	119	128	136	145
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	1	1	1	1
DESA													0	0	0
<b>TOTAL</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>29.061</b>	<b>30.225</b>	<b>30.968</b>

Tabla 3.9.-Demanda histórica de clientes regulados por empresa distribuidora 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 2024. 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.

### 3.8. 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 SysteP, para aquellas empresas que presentaron el estudio, 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 distribuida y electromovilidad.

Para el caso de las empresas que no presentaron el estudio, 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 2025, 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 2025, 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 (2025-2027) se utilizó la proyección del PIB del Informe de Política Monetaria (Ipom) del Banco Central de Chile de septiembre de 2025<sup>34</sup> y para el largo plazo (2028-2045) la proyección del Informe de Finanzas Públicas del segundo trimestre de 2025<sup>5</sup>, según se muestra en la siguiente tabla:

Año	Tasa Crecimiento PIB
2025	2,50%
2026	2,25%
2027	2,20%
2028-2045	2,20%

Tabla 3.10- Tasas de crecimiento de proyección del PIB [%].

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

<sup>3</sup> <https://www.bcentral.cl/es/web/banco-central/contenido/-/details/informe-de-politica-monetaria-septiembre-2025>

<sup>4</sup> Se considera el valor medio para cada año.

<sup>5</sup> <https://www.hacienda.cl/noticias-y-eventos/presentaciones/informe-ifp-2t-2025>

Empresa Dx	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	-0,5%	1,3%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,3%	1,3%	1,3%
EMELCA	2,4%	4,7%	4,2%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%
LITORAL	3,4%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
ENEL DISTRIBUCIÓN	-1,1%	1,0%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,4%	1,4%
TIL-TIL	-2,2%	3,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,6%	1,6%	1,6%
EEPA	-2,1%	0,9%	1,0%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
CGE	0,8%	3,3%	3,0%	3,1%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%
COOPERSOL	5,1%	4,1%	3,7%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
COOPELAN	3,1%	5,0%	4,4%	4,2%	4,1%	3,9%	3,8%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%
FRONTEL	2,1%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%
SAESA	-0,1%	5,7%	5,2%	4,9%	4,7%	4,5%	4,3%	4,2%	4,0%	3,9%	3,8%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%
CODINER	5,9%	2,2%	2,0%	1,8%	0,9%	3,2%	1,3%	2,0%	1,3%	1,7%	1,6%	1,6%	1,7%	1,6%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	0,7%	0,9%	0,9%
EDECSA	0,3%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
CEC	1,4%	1,4%	2,4%	2,0%	2,1%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
LUZLINARES	2,8%	3,2%	2,4%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
LUZPARRAL	7,4%	3,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
COPELEC	7,0%	7,8%	6,6%	6,2%	7,7%	7,1%	5,5%	5,3%	5,0%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,5%
COELCHA	6,7%	5,4%	5,5%	5,7%	5,1%	4,9%	4,8%	4,6%	4,5%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	3,3%
SOCOEPA	2,3%	3,9%	3,2%	3,6%	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%
COOPREL	3,3%	6,9%	6,0%	5,6%	5,3%	5,0%	4,7%	4,5%	4,3%	4,0%	3,9%	3,7%	3,5%	3,4%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%
LUZ OSORNO	9,9%	6,3%	5,4%	5,1%	4,9%	4,6%	4,4%	4,2%	4,0%	3,9%	3,7%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%
CRELL	0,5%	6,8%	7,8%	6,5%	5,2%	5,0%	4,7%	4,5%	4,3%	4,2%	4,0%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%
MATAQUITO	6,7%	1,6%	1,3%	1,4%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,4%	1,3%	1,4%	1,3%	1,4%	1,4%	1,3%	1,4%	1,3%	1,4%
DESA	101,3%	14,9%	3,5%	5,7%	8,5%	6,6%	7,0%	11,9%	10,0%	7,1%	6,3%	6,6%	4,5%	2,2%	1,9%	0,8%	0,9%	1,3%	0,5%	0,1%	0,1%

Tabla 3.11- Tasas de crecimiento de proyección de demanda por empresa distribuidora. [%].

### 3.9. Eficiencia Energética

Con fecha 21 de abril de 2025, a través del Oficio Ordinario CNE N° 302, 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 02 de junio de 2025, a través de su Oficio Ordinario N° 743/2025, incluyéndose una planilla de cálculo, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se utilizó el escenario de Carbono Neutralidad que corresponde al escenario que se alinea con los esfuerzos de política pública para el cumplimiento de los compromisos de cambio climático. Para el cálculo se asignó a cada distribuidora por región, separando los clientes por sector económico según los datos recibidos como respuesta al Oficio Ordinario CNE N° 239 del año 2021 para el año 2023.

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

Empresa Dx	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	-10	-13	-14	-16	-18	-12	-16	-21	-25	-29	-33	-35	-38	-41	-43	-47	-48	-49	-46	-47	-48
EMELCA	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-1	-1	-1	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0	0	0	0	1
LITORAL	-1	-1	-2	-2	-2	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-2	-2	-2	-1	-0	0	1	2	3	4
ENEL DISTRIBUCIÓN	-4	-40	-83	-122	-154	-156	-171	-174	-167	-147	-118	-81	-39	12	63	118	242	311	381	454	525
TIL-TIL	-0	-0	-0	-0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-0	-0	-0	0	0	1	1	1	1	1
EEPA	-1	-2	-4	-6	-8	-8	-9	-9	-9	-8	-7	-6	-4	-2	-0	2	4	7	9	12	15
CGE	-166	-231	-288	-343	-399	-478	-577	-682	-795	-910	-1.033	-1.126	-1.253	-1.382	-1.516	-1.654	-1.744	-1.870	-2.011	-2.197	-2.390
COOPERSOL	0	0	0	0	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
COOPELAN	-3	-4	-5	-6	-7	-6	-8	-10	-11	-13	-14	-16	-17	-18	-19	-20	-21	-22	-23	-24	-26
FRONTEL	-15	-20	-25	-30	-34	-48	-58	-69	-81	-92	-105	-114	-127	-140	-153	-166	-178	-193	-206	-221	-238
SAESA	-18	-22	-26	-31	-36	-38	-49	-62	-76	-90	-108	-124	-142	-162	-181	-201	-217	-237	-257	-280	-304
CODINER	0	0	0	0	0	0	0	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
EDECSA	-0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
CEC	-3	-3	-4	-4	-4	-2	-3	-5	-6	-7	-9	-10	-11	-13	-14	-16	-17	-19	-21	-22	-24
LUZLINARES	-3	-3	-4	-5	-5	-5	-6	-7	-9	-10	-11	-13	-15	-17	-18	-20	-23	-25	-27	-30	-32
LUZPARRAL	-3	-4	-4	-5	-5	-5	-6	-7	-8	-10	-11	-13	-15	-17	-19	-21	-23	-25	-28	-30	-33
COPELEC	-2	-5	-8	-12	-15	-18	-21	-24	-25	-24	-23	-21	-19	-16	-12	-8	-3	3	9	16	22
COELCHA	-1	-2	-2	-3	-3	-3	-4	-5	-5	-6	-7	-7	-8	-9	-9	-10	-10	-10	-11	-11	-12
SOCOEPA	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	-0	-0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
COOPREL	0	0	0	0	0	0	-0	-0	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-1	-1
LUZ OSORNO	-2	-2	-2	-2	-3	-2	-3	-5	-6	-7	-9	-11	-13	-15	-17	-19	-20	-22	-23	-25	-27
CRELL	2	3	4	5	6	9	9	10	10	11	11	12	12	13	14	15	19	21	24	28	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
<b>TOTAL</b>	<b>-229</b>	<b>-350</b>	<b>-468</b>	<b>-581</b>	<b>-689</b>	<b>-775</b>	<b>-926</b>	<b>-1.075</b>	<b>-1.218</b>	<b>-1.349</b>	<b>-1.484</b>	<b>-1.572</b>	<b>-1.695</b>	<b>-1.812</b>	<b>-1.933</b>	<b>-2.052</b>	<b>-2.043</b>	<b>-2.133</b>	<b>-2.232</b>	<b>-2.379</b>	<b>-2.543</b>

Tabla 3.12- Proyección de ahorros de consumo eléctrico por efecto de medidas de eficiencia energética a nivel Nacional. [GWh]

### 3.10. 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.

En este sentido, en base a lo informado en respuesta al Oficio CNE N°320 de 2025, que solicita a las empresas de generación información referente a niveles de contratación y características contractuales, a enero del 2025 el precio de energía ponderado de los contratos de suministro vigentes corresponde a 60,92 [USD/MWh]<sup>6</sup>. Estos datos corresponden a contratos de 2.138 razones sociales de clientes libres conectados en distribución.

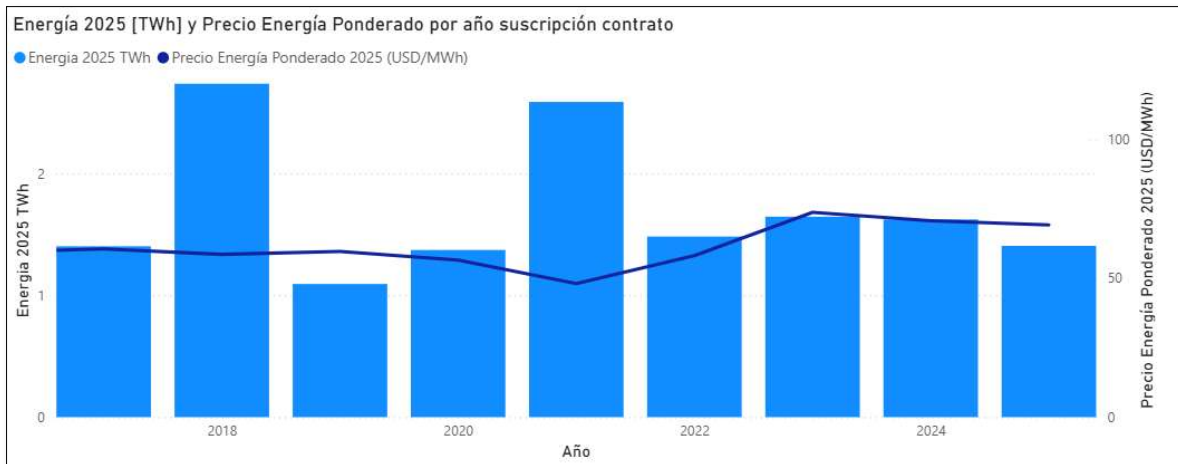


Figura 1: Precios de energía y energía contratada para el año 2025 de clientes libres en zonas de concesión de distribución.

En la Figura 1 se observa el nivel de contratación por parte clientes libres en zona de distribución a partir del año 2017. Al respecto, el año 2024 contempla la mayor cantidad de clientes únicos que suscriben contratos con 387 clientes contratados<sup>7</sup>, equivalentes a 1,62 [TWh-año]. Por su parte, el mayor nivel de energía se observa en el año 2018, con 2,74 [TWh-año] correspondiente a 182 clientes contratados.

En la figura anterior también se muestra que la mayor parte de energía contratada al año 2025 fue suscrita durante el año 2018. Sin embargo, el año que presenta los menores precios pactados corresponde a los contratos celebrados en 2021, cuyo precio de energía ponderado a enero 2025 es de 48,11 [USD/MWh].

<sup>6</sup> Los precios de energía se encuentran indexados a enero 2025.

<sup>7</sup> Contabilizados de acuerdo a sus RUT de cliente.

Los clientes libres en zona de distribución a partir del 01 de enero de 2017 muestran precios promedio ponderados de energía de 60,71 [USD/MWh], a enero de 2025.

En el periodo que inicia en enero 2017 el número de clientes libres en zona de concesión se incrementó considerablemente. Asimismo, al relevar solo los contratos con suministro para clientes libres en zona de distribución, firmados a partir de enero 2017, el nivel de energía contratada representa el 29,66 % del total de energía contratada al año 2025 (regulados, libres y libres distribución). Por su parte, considerando el mismo periodo de tiempo, los clientes libres en zona de distribución representan un 35,86% del total de la energía a precio 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. Adicionalmente, el precio promedio de cliente libre permite asumir que seguiría siendo atractivo ese régimen por sobre el regulado, por lo cual sigue vigente el incentivo a cambiarse al mercado libre.

De acuerdo a lo anterior, y dado que existen asimetrías de información, tiempos de cambio entre otros factores que pueden limitar un traspaso completo de potenciales clientes, para efectos de modelar el año 2025 se consideró la información presentada por las empresas distribuidoras, ajustado por la cantidad de energía disponible sobre 500 kW. Para el año 2026 en este informe se incluyó como límite de traspasos un 50% del total de la energía estimada para los clientes con potencia conectada sobre 500 kW, para el año 2027 se consideró un traspaso equivalente al 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.

Adicionalmente, el Ministerio de Energía solicitó al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia evacuar un informe que se pronuncie sobre la solicitud de rebajar el límite de potencia para que usuarios finales puedan optar a un régimen de tarifa regulada o de precio libre, desde los actuales 500 kilowatts a 300 kilowatts, de conformidad al artículo 147 letra d) de la Ley.

Luego de analizada la propuesta del Ministerio de Energía, consistente en la disminución desde 500 a 300 kW del umbral mínimo de potencia para que clientes opten al aprovisionamiento de energía eléctrica como clientes libres, el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, en su Informe N° 33/2024 de 27 de noviembre de 2024, concluye que la solicitud no representa riesgos sustanciales a la competencia. En consecuencia, se informa favorablemente.

Finalmente, con fecha 5 de diciembre de 2024, el Ministerio de Energía emitió la Resolución Exenta N° 58 que rebaja límite de capacidad instalada para optar a ser cliente libre, de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 147° literal d) de la Ley.

Con esta modificación, se analizó el nuevo grupo de clientes sujeto a traspasarse desde el régimen regulado al libre. En este sentido, se realizó un análisis a través del modelo de difusión de Bass. El modelo consiste en una ecuación diferencial que describe el proceso de cómo nuevos productos son adoptados por la población, en este caso, el traspaso de clientes sometidos a regulación de precios.

La probabilidad de adopción de la tecnología por un individuo en el tiempo  $t$  está definida por:

$$\frac{f(t)}{1-F(t)} = p + \frac{q}{m} mF(t), \text{ con } F(t) = \frac{1-e^{-(p+q)t}}{1+\frac{q}{p}e^{-(p+q)t}}$$

Donde  $p$  es el coeficiente de innovación y  $q$  el de imitación.  $F(t)$  es la proporción de adoptantes acumulada al tiempo  $t$ , mientras que  $m$  es el mercado potencial final. De esta manera  $mF(t)$  define el número acumulado de adoptantes. Dado que este grupo de clientes es nuevo en su capacidad de cambiarse de régimen, se utilizaron valores teóricos.

Para el ejercicio realizado en este informe, y dada la información disponible, se consideraron los siguientes valores para las variables necesarias para construir el modelo,  $P=0,04$ ,  $Q=0,45$  y un límite de traspaso del 65% de la energía consumida para clientes entre 300 y 500 kW de potencia conectada. La lógica de estos valores se explica en que se espera que la cantidad de clientes innovadores en este caso no sea tan alta, y la cantidad de imitadores un poco mayor, esto, consistente con valores teóricos de la literatura y la realidad de solicitudes de traspasos a la fecha desde el cambio que rebaja límite de capacidad instalada para optar a ser cliente libre.

Por otro lado, respecto a las comunas en transición del artículo séptimo transitorio de la Ley N° 21.667, del potencial de traspasos total se descontó la energía consumida en esas comunas, toda vez que el incentivo, comparando el promedio de precios de clientes libres ya presentado en esta sección, y el precio de cliente regulado incluido el descuento de la Ley N° 21.667, es a permanecer en el régimen regulado por sobre el cambio a régimen libre.

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	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	5	52	78	93	105	118	131	142	151	153	155	157	158	160	162	164	166	168	170	173	175
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
ENEL DISTRIBUCIÓN	63	280	423	486	531	580	630	673	707	716	725	734	743	753	763	773	783	793	804	815	826
TIL-TIL	-	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
EEPA	1	2	3	4	4	5	5	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
CGE	6	372	570	667	743	826	910	988	1.053	1.081	1.109	1.137	1.165	1.194	1.223	1.252	1.282	1.312	1.342	1.372	1.402
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	-	2	4	4	4	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	8	8
FRONTEL	4	24	37	43	47	52	57	61	65	67	69	71	73	75	77	79	81	83	85	87	89
SAESA	11	73	114	135	151	169	187	204	219	228	237	245	254	262	271	280	289	298	307	316	325
CODINER	-	17	27	29	30	31	32	33	34	35	35	36	36	37	38	39	40	40	41	41	42
EDECSA	0	1	1	1	2	2	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
CEC	-	5	7	8	9	10	11	12	12	13	13	13	13	14	14	14	14	14	15	15	15
LUZLINARES	-	5	7	8	9	9	10	11	11	12	12	12	12	13	13	13	14	14	14	14	15
LUZPARRAL	1	6	9	12	15	18	21	24	26	27	28	28	29	30	31	31	32	33	34	35	36
COPELEC	1	7	12	14	17	20	23	26	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
COELCHA	-	1	1	2	3	3	4	4	5	5	5	6	6	6	6	7	7	7	7	8	8
SOCOEPA	-	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3
COOPREL	-	2	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6
LUZ OSORNO	-	1	1	1	2	3	3	4	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7
CRELL	1	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>93</b>	<b>850</b>	<b>1.298</b>	<b>1.512</b>	<b>1.677</b>	<b>1.858</b>	<b>2.040</b>	<b>2.206</b>	<b>2.343</b>	<b>2.395</b>	<b>2.448</b>	<b>2.502</b>	<b>2.556</b>	<b>2.611</b>	<b>2.666</b>	<b>2.723</b>	<b>2.779</b>	<b>2.837</b>	<b>2.894</b>	<b>2.952</b>	<b>3.011</b>

Tabla 3.13.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes regulados a libre CNE, a nivel Nacional. [GWh]

### 3.11. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

En este caso, ninguna empresa distribuidora presentó información respecto de migración al régimen regulado. Por consistencia, no se modelaron traspasos en este sentido.

Por otro lado, respecto a las comunas en transición del artículo séptimo transitorio de la Ley N° 21.667, se sumaron aquellos consumos libres de esas comunas a medida que fueran venciendo los contratos vigentes, toda vez que el incentivo a moverse al régimen regulado es mayor a permanecer en el régimen libre.

Empresa Dx	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	-	71	87	89	89	92	92	92	92	92	92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE	-	109	135	189	240	255	293	293	299	361	361	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FRONTEL	-	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	213	255	311	362	380	418	418	424	486	486	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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

### 3.12. Generación Distribuida

Con fecha 21 de abril de 2025, a través del Oficio Ordinario CNE N° 302, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de Generación distribuida 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 02 de junio de 2025, a través de su Oficio Ordinario N° 743/2025, incluyéndose una planilla de cálculo, que fue incluido por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se utilizó el escenario de Carbono Neutralidad que corresponde al escenario que se alinea con los esfuerzos de política pública para el cumplimiento de los compromisos de cambio climático y que es el que más se asemeja en el consumo para el año base con la información de la Superintendencia de Electricidad y Combustible respecto de las instalaciones inscritas en su trámite eléctrico TE4. En este sentido, para el año 2025 se consideró la información de la Superintendencia de Electricidad y Combustible respecto de las instalaciones inscritas en su trámite eléctrico TE4, hasta la fecha de elaboración de este informe, ajustándose por la cantidad de meses faltantes para completar el año inicial, siendo este dato el punto de inicio para la proyección. Finalmente, y en base a esto, se construyeron las tasas de crecimiento para considerar el resultado de largo plazo de la PELP 2023-2027.

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

Empresa Dx	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	109	127	148	167	188	209	217	226	232	238	245	254	263	273	280	287	292	297	302	308	315
EMELCA	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
LITORAL	6	7	8	9	10	11	12	12	13	13	13	14	14	15	15	16	16	16	16	17	17
ENEL DISTRIBUCIÓN	210	327	494	743	1.003	1.378	1.593	1.845	1.992	2.096	2.268	2.427	2.522	2.594	2.674	2.753	2.833	2.923	3.010	3.103	3.189
TIL-TIL	0	1	1	1	2	2	3	3	3	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6
EEPA	5	8	12	19	25	35	40	46	50	53	57	61	64	65	67	69	71	74	76	78	80
CGE	504	691	935	1.255	1.540	1.898	2.112	2.289	2.407	2.507	2.608	2.715	2.794	2.867	2.945	3.029	3.110	3.215	3.298	3.382	3.475
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELAN	3	4	5	6	7	10	10	11	12	12	12	13	13	13	14	14	15	15	15	16	16
FRONTEL	19	28	46	83	112	151	181	195	202	206	209	213	216	219	222	226	229	231	234	238	241
SAESA	48	99	149	180	203	234	250	267	280	290	306	325	338	356	366	376	391	419	450	460	469
CODINER	1	3	6	12	17	23	29	31	32	33	33	33	34	34	34	35	35	35	36	36	36
EDECSA	3	3	3	4	4	5	5	5	5	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7
CEC	3	3	4	4	5	5	5	5	6	6	6	6	7	7	7	7	7	8	8	8	8
LUZLINARES	7	8	9	11	12	13	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	21	22
LUZPARRAL	6	7	8	10	11	12	12	13	13	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18	19	20
COPELEC	7	9	12	15	18	24	26	28	29	30	31	33	33	34	35	36	37	38	39	40	41
COELCHA	1	2	2	3	3	4	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7
SOCOPEA	2	3	4	4	5	7	7	8	9	9	10	12	13	14	14	15	15	16	16	17	17
COOPREL	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	11	13	14	15	15	16	16	17	18	18	18
LUZ OSORNO	5	13	21	25	28	31	33	34	35	37	38	39	40	42	43	44	46	50	55	56	58
CRELL	4	11	17	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	38	41	45	46	47
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>947</b>	<b>1.356</b>	<b>1.889</b>	<b>2.577</b>	<b>3.223</b>	<b>4.087</b>	<b>4.591</b>	<b>5.078</b>	<b>5.382</b>	<b>5.615</b>	<b>5.927</b>	<b>6.240</b>	<b>6.449</b>	<b>6.634</b>	<b>6.821</b>	<b>7.015</b>	<b>7.208</b>	<b>7.453</b>	<b>7.677</b>	<b>7.884</b>	<b>8.091</b>

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

### 3.13. Electromovilidad

Con fecha 21 de abril de 2025, a través del Oficio Ordinario CNE N° 302, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país para el horizonte de proyección del presente informe. En el señalado oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentan las proyecciones y las desagregaciones que permitan 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 02 de junio de 2025, a través de su Oficio Ordinario N° 743/2025, incluyéndose una planilla de cálculo, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se utilizó el escenario de Carbono Neutralidad que corresponde al escenario que se alinea con los esfuerzos de política pública para el cumplimiento de los compromisos de cambio climático. Para el año 2025 se consideró la información de la Superintendencia de Electricidad y Combustible respecto de las instalaciones inscritas en su trámite eléctrico TE6 hasta la fecha de elaboración de este informe, y se incluyeron únicamente los consumos asociados a autos y taxis, dejando buses y trenes como consumos asociados a régimen de tarifas libres. Adicionalmente, se consideró la cantidad de vehículos eléctricos vendidos a la fecha<sup>8</sup> ajustándose por la cantidad de meses faltantes para completar el año inicial, se estimó el consumo promedio según los antecedentes del portal de consumo vehicular<sup>9</sup>, y para cada tipo de vehículo se utilizó un promedio de kilómetros recorridos anuales.

A continuación, se presenta la información de los potenciales efectos en el 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:

---

<sup>8</sup> Estadística de la Asociación Nacional Automotriz de Chile A.G.

<sup>9</sup> <https://www.consumovehicular.cl/>

Empresa Dx	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	6	12	22	36	55	77	105	136	173	213	258	296	340	383	419	458	504	552	601	652	703
EMELCA	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	3	3	3	4	4	4	5	5	6	6
LITORAL	0	1	1	2	3	4	6	7	9	12	14	16	18	21	23	25	27	30	33	35	38
ENEL DISTRIBUCIÓN	67	122	195	288	400	527	670	829	1.005	1.190	1.390	1.554	1.735	1.909	2.064	2.227	2.425	2.633	2.846	3.066	3.291
TIL-TIL	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	4	4	4	5	5	5	6
EEPA	2	3	5	7	10	13	17	21	25	30	35	39	44	48	52	56	61	66	72	77	83
CGE	40	80	147	247	384	562	791	1.075	1.428	1.834	2.315	2.764	3.300	3.852	4.388	4.981	5.697	6.487	7.323	8.668	9.676
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2
COPELAN	0	0	1	2	2	4	5	7	9	12	15	18	21	23	26	29	32	36	40	43	47
FRONTEL	2	4	7	12	20	30	43	60	80	104	132	157	187	216	245	277	314	354	396	439	485
SAESA	2	5	10	18	29	44	63	88	120	156	200	241	291	345	401	464	540	626	717	817	910
CODINER	0	0	1	1	2	3	5	6	9	11	14	17	21	24	28	32	37	42	47	53	59
EDECSA	0	0	1	1	1	2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
CEC	0	0	0	1	1	2	3	4	5	6	8	10	12	15	17	20	23	26	30	34	39
LUZLINARES	0	0	1	2	3	4	6	9	12	16	21	26	31	37	43	50	59	68	78	88	100
LUZPARRAL	0	0	1	2	3	4	6	8	11	15	19	23	28	34	39	46	53	62	71	80	90
COPELEC	1	1	2	4	6	9	13	18	24	30	38	45	53	60	67	74	83	92	101	111	120
COELCHA	0	0	0	1	1	2	2	3	4	5	7	8	9	11	12	13	15	16	18	20	21
SOCOEPA	0	0	0	0	1	1	2	2	3	4	5	7	8	10	11	13	16	18	21	25	28
COOPREL	0	0	0	0	1	1	2	2	3	5	6	7	9	10	12	14	17	20	23	27	30
LUZ OSORNO	0	1	1	3	4	6	9	12	16	21	27	32	39	46	54	62	72	83	95	107	119
CRELL	0	1	1	3	4	6	9	12	16	21	27	32	39	46	54	62	72	83	95	107	119
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>122</b>	<b>232</b>	<b>398</b>	<b>630</b>	<b>932</b>	<b>1.302</b>	<b>1.761</b>	<b>2.305</b>	<b>2.961</b>	<b>3.695</b>	<b>4.542</b>	<b>5.306</b>	<b>6.200</b>	<b>7.106</b>	<b>7.973</b>	<b>8.922</b>	<b>10.068</b>	<b>11.319</b>	<b>12.633</b>	<b>14.479</b>	<b>15.990</b>

Tabla 3.16.- Proyección de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país, a nivel Nacional. [GWh]

### **3.14. Proyecciones de demanda ajustadas**

La demanda anual de clientes regulados por empresa distribuidora, proyectada de acuerdo con lo indicado en los puntos 3.1 a 3.13 anteriores para el horizonte 2025 a 2045, y las tasas de crecimiento anual correspondientes a dicha demanda, son las que se presentan a continuación.

Empresa Dx	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	2.468	2.517	2.528	2.542	2.561	2.575	2.616	2.663	2.722	2.790	2.863	2.836	2.906	2.976	3.042	3.112	3.190	3.271	3.350	3.432	3.517
EMELCA	24	25	26	28	29	30	31	32	34	35	36	38	39	40	41	43	44	45	47	48	49
LITORAL	162	166	170	174	179	183	189	195	202	208	215	222	228	235	242	249	256	263	271	279	286
ENEL DISTRIBUCIÓN	10.133	9.995	9.923	9.869	9.835	9.670	9.698	9.700	9.828	10.022	10.156	10.264	10.450	10.646	10.818	10.997	11.146	11.353	11.570	11.788	12.024
TIL-TIL	18	18	18	19	19	19	19	19	19	20	20	21	21	21	22	22	22	23	23	24	24
EEPA	226	227	228	228	228	224	226	226	229	233	236	238	242	246	249	252	256	260	265	269	274
CGE	13.737	13.868	14.006	14.255	14.587	14.872	15.398	15.993	16.746	17.670	18.617	19.138	20.174	21.236	22.286	23.396	24.586	25.866	27.234	29.159	30.750
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	5	5	5	6	6
COPELAN	142	147	153	159	166	171	180	189	199	209	219	229	240	250	260	270	280	291	302	313	325
FRONTEL	1.291	1.348	1.371	1.384	1.409	1.436	1.472	1.530	1.599	1.676	1.760	1.806	1.893	1.980	2.068	2.157	2.254	2.356	2.459	2.564	2.675
SAESA	2.050	2.063	2.095	2.169	2.261	2.343	2.455	2.574	2.708	2.857	3.011	3.158	3.323	3.490	3.667	3.851	4.041	4.231	4.425	4.652	4.875
CODINER	91	75	65	58	54	51	47	48	50	53	57	61	66	71	76	82	88	95	101	107	113
EDECSA	54	54	54	54	53	53	53	53	54	55	56	56	57	58	59	60	61	62	63	64	66
CEC	97	94	93	95	96	96	98	102	106	110	115	120	125	130	136	142	148	155	162	170	178
LUZLINARES	166	166	167	170	174	178	183	190	198	207	217	227	238	249	262	275	289	305	322	339	357
LUZPARRAL	151	151	152	153	156	157	161	165	172	181	190	200	211	222	234	247	262	277	293	310	327
COPELEC	340	361	383	406	439	467	496	526	556	579	602	624	648	669	690	710	731	752	773	794	815
COELCHA	74	77	81	86	90	93	98	104	110	116	122	129	135	142	148	155	161	168	175	183	190
SOCOPEPA	55	57	58	59	60	61	63	65	68	71	74	77	80	84	88	93	98	103	109	115	122
COOPREL	58	60	62	65	68	71	74	78	82	86	90	94	98	102	107	112	117	123	128	135	141
LUZ OSORNO	195	199	204	212	221	230	243	257	272	288	305	322	340	359	378	398	418	438	457	481	504
CRELL	148	153	159	167	175	181	192	204	216	229	244	258	273	288	304	320	335	350	365	384	402
MATAQUITO	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
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>31.683</b>	<b>31.825</b>	<b>32.000</b>	<b>32.356</b>	<b>32.865</b>	<b>33.164</b>	<b>33.997</b>	<b>34.917</b>	<b>36.171</b>	<b>37.701</b>	<b>39.215</b>	<b>40.122</b>	<b>41.792</b>	<b>43.502</b>	<b>45.183</b>	<b>46.947</b>	<b>48.791</b>	<b>50.795</b>	<b>52.902</b>	<b>55.615</b>	<b>58.022</b>

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

Empresa Dx/Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CHILQUINTA	-0,5%	2,0%	0,4%	0,6%	0,7%	0,6%	1,6%	1,8%	2,2%	2,5%	2,6%	-1,0%	2,5%	2,4%	2,2%	2,3%	2,5%	2,5%	2,4%	2,5%	2,5%
EMELCA	2,4%	4,8%	4,3%	4,1%	4,0%	3,9%	4,2%	4,1%	4,2%	3,9%	3,8%	3,5%	3,5%	3,3%	3,1%	3,0%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%
LITORAL	3,4%	2,3%	2,4%	2,6%	2,7%	2,7%	3,2%	3,2%	3,4%	3,2%	3,3%	3,0%	3,1%	3,0%	2,8%	2,8%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%
ENEL DISTRIBUCIÓN	-1,1%	-1,4%	-0,7%	-0,5%	-0,3%	-1,7%	0,3%	0,0%	1,3%	2,0%	1,3%	1,1%	1,8%	1,9%	1,6%	1,7%	1,4%	1,9%	1,9%	1,9%	2,0%
TIL-TIL	-2,2%	2,9%	1,9%	1,1%	1,0%	-0,4%	1,3%	0,9%	2,0%	2,4%	1,8%	1,4%	2,0%	1,9%	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%	1,7%	1,6%	1,7%
EEPA	-2,1%	0,2%	0,4%	0,0%	0,0%	-1,5%	0,5%	0,1%	1,4%	1,9%	1,1%	0,8%	1,6%	1,7%	1,4%	1,4%	1,5%	1,6%	1,7%	1,6%	1,8%
CGE	0,8%	1,0%	1,0%	1,8%	2,3%	2,0%	3,5%	3,9%	4,7%	5,5%	5,4%	2,8%	5,4%	5,3%	4,9%	5,0%	5,1%	5,2%	5,3%	7,1%	5,5%
COOPERSOL	5,1%	3,5%	3,1%	3,0%	3,9%	4,2%	5,5%	5,8%	6,4%	6,4%	7,2%	6,2%	6,9%	6,8%	6,5%	6,8%	7,6%	8,0%	7,9%	8,0%	8,0%
COOPELAN	3,1%	3,6%	3,8%	4,3%	4,5%	2,8%	5,0%	5,2%	5,2%	5,1%	5,0%	4,5%	4,6%	4,2%	4,0%	3,8%	3,9%	3,9%	3,7%	3,6%	3,6%
FRONTEL	2,1%	4,4%	1,7%	1,0%	1,8%	1,9%	2,5%	3,9%	4,5%	4,9%	5,0%	2,6%	4,8%	4,6%	4,4%	4,3%	4,5%	4,5%	4,4%	4,3%	4,3%
SAESA	-0,1%	0,6%	1,5%	3,6%	4,2%	3,7%	4,8%	4,8%	5,2%	5,5%	5,4%	4,9%	5,2%	5,0%	5,1%	5,0%	5,0%	4,7%	4,6%	5,1%	4,8%
CODINER	5,9%	-17,9%	-13,2%	-10,5%	-7,0%	-5,9%	-7,0%	1,1%	4,1%	6,7%	7,6%	6,8%	7,3%	7,3%	7,6%	7,5%	7,9%	7,8%	6,1%	5,9%	6,1%
EDECSA	0,3%	1,0%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,7%	0,1%	0,4%	1,0%	1,7%	1,8%	1,5%	1,7%	1,6%	1,4%	1,5%	1,8%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%
CEC	1,4%	-3,6%	0,0%	1,2%	1,8%	-0,8%	3,1%	3,4%	3,7%	4,4%	4,4%	4,1%	4,3%	4,4%	4,3%	4,4%	4,5%	4,6%	4,6%	4,5%	4,8%
LUZLINARES	2,8%	0,2%	1,0%	1,8%	2,4%	1,7%	3,3%	3,7%	4,1%	4,6%	4,8%	4,5%	4,8%	5,0%	4,9%	5,0%	5,3%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
LUZPARRAL	7,4%	0,0%	0,7%	1,1%	1,5%	0,7%	2,4%	3,0%	3,8%	5,2%	5,4%	5,1%	5,4%	5,5%	5,4%	5,5%	5,7%	5,8%	5,8%	5,7%	5,8%
COPELEC	7,0%	6,2%	6,1%	6,2%	8,0%	6,4%	6,2%	6,1%	5,7%	4,2%	4,1%	3,7%	3,7%	3,3%	3,1%	2,9%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%
COELCHA	6,7%	4,3%	5,1%	5,5%	5,0%	3,2%	5,5%	5,6%	5,6%	5,7%	5,6%	5,1%	5,1%	4,8%	4,5%	4,4%	4,4%	4,3%	4,2%	4,1%	4,1%
SOCOEPA	2,3%	2,2%	2,1%	2,2%	2,1%	1,1%	3,2%	3,2%	4,4%	4,9%	4,5%	3,3%	4,7%	4,2%	5,3%	5,2%	5,4%	5,4%	5,5%	5,7%	6,0%
COOPREL	3,3%	3,1%	4,0%	4,7%	4,6%	4,0%	4,8%	4,6%	5,4%	5,4%	4,8%	3,6%	4,7%	4,1%	4,9%	4,6%	4,7%	4,7%	4,6%	4,8%	4,8%
LUZ OSORNO	9,9%	2,5%	2,1%	3,9%	4,7%	3,9%	5,6%	5,7%	5,8%	5,9%	6,0%	5,5%	5,7%	5,5%	5,3%	5,3%	5,0%	4,6%	4,4%	5,3%	4,7%
CRELL	0,5%	3,2%	3,9%	5,0%	4,7%	3,3%	6,1%	6,1%	6,0%	6,2%	6,5%	5,6%	5,8%	5,8%	5,3%	5,3%	4,6%	4,6%	4,3%	5,1%	4,7%
MATAQUITO	6,7%	1,6%	1,3%	1,4%	1,4%	1,5%	1,5%	1,5%	1,6%	1,4%	1,4%	1,5%	1,3%	1,4%	1,2%	1,3%	1,3%	1,2%	1,3%	1,2%	1,2%
DESA		14,8%	3,1%	5,2%	9,0%	7,1%	8,4%	13,7%	12,0%	8,9%	8,5%	8,1%	6,4%	4,2%	3,8%	3,0%	3,8%	4,6%	3,9%	3,9%	4,1%
<b>TOTAL</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,5%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,6%</b>	<b>0,9%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,7%</b>	<b>3,6%</b>	<b>4,2%</b>	<b>4,0%</b>	<b>2,3%</b>	<b>4,2%</b>	<b>4,1%</b>	<b>3,9%</b>	<b>3,9%</b>	<b>3,9%</b>	<b>4,1%</b>	<b>4,1%</b>	<b>5,1%</b>	<b>4,3%</b>

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

#### 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.

LICITACIÓN	EMPRESA DISTRIBUIDORA
CGED 2006/01	CGE Distribución
CHL 2006/01	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes y EEPA
CHL 2006/02	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes y EEPA
EMEL-SING 2008/01	Emelari, Eliqsa y Elecda
CHQ 2010/01	Chilquinta y Litoral
CHL 2010/01	Chilectra, Til-Til, Colina, Luz Andes
SIC 2013/01	CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Elecda, Emelca, Colina, Frontel, Emelectric, EEPA, Emelat, Til-Til, Edecsa, Enelsa, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepea, Crell, Cooprel y Coelcha.
SIC 2013/03	
SIC 2013/03-2	
2015/01	Emelari, Eliqsa, Elecda, CGE Distribución, Chilectra, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Conafe, Emelat, Emelca, Colina, Frontel, EEPA, Til-Til, Edecsa, Luz Andes, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepea, Crell, Cooprel y Coelcha.
2015/02	
2017/01	
2021/01	CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Emelat, Emelca, Frontel, EEPA, Edecsa, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepea, Crell, Cooprel, Coelcha y Mataquito.
2022/01	CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Emelat, Emelca, Frontel, EEPA, Edecsa, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepea, Crell, Cooprel, Coelcha y Mataquito.
2023/01	CGE Distribución, Enel Distribución, Chilquinta, Luz Osorno, Litoral, Emelat, Emelca, Frontel, EEPA, Edecsa, Luzlinares, Luzparral, Saesa, Codiner, CEC, Copelec, Copelan, Socoepea, Crell, Cooprel, Coelcha, Mataquito y DESA.

**Tabla 4.1: Licitaciones de suministro y empresas distribuidoras participantes**

Adicionalmente, el cómputo del nivel de contratación que se presenta a continuación considera 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.

Por otro lado, dicho cómputo no considera la energía de los siguientes contratos, por las razones que a continuación se explica:

Contrato con Huemul Energía SpA, por 374 GWh/año, respaldado por el proyecto Ckani, correspondiente a la licitación 2015/01, cuyo término anticipado se aprobó mediante Resolución Exenta CNE N° 292, de fecha 14 de julio de 2023.

Contrato con María Elena Solar S.A., por 280 GWh/año, correspondiente a la licitación 2015/01, cuyo término anticipado del contrato se aprobó mediante Resoluciones Exentas CNE N° 623 y N°22, de fecha 18 de diciembre de 2023 y 16 de enero de 2024, respectivamente.

Contrato con Parque Eólico San Andrés SpA, por 273 GWh/año, correspondiente a la licitación 2021/01, cuyo término anticipado se aprobó mediante Resolución Exenta CNE N°437, de fecha 23 de agosto de 2024, acogándose la solicitud presentada por la empresa en función de lo dispuesto en la cláusula vigésimo quinto del contrato, correspondiente al mecanismo de postergación de inicio de suministro o término anticipado del contrato.

Contrato con Copihue Energía SpA, por 286 GWh/año, correspondiente a la licitación 2015/01, cuyo término anticipado se aprobó mediante Resoluciones Exentas CNE N°604 y N°665, de fecha 14 de noviembre y 13 de diciembre de 2024, respectivamente.

Contrato con Cox Energía SpA, por 140 GWh/año, correspondiente a la licitación 2017/01, cuyo término anticipado correspondiente a las Distribuidoras Compañía General de Electricidad S.A. y Enel Distribución Chile S.A. se aprobó mediante Resoluciones Exentas CNE N°124 y N°241, de fecha 19 de marzo y 14 de mayo de 2025, respectivamente. Sin perjuicio que las solicitudes de término anticipado correspondientes a las restantes Distribuidoras aún no se materializa, para efecto de del cómputo de energía contratada y necesidades de suministro a contratar señalados en este informe, los demás contratos suscritos por este suministrador no forman parte del nivel de contratación existente, dado condición de incumplimiento contractual y su inminente término anticipado.

Contrato con Energía Renovable Verano Tres SpA, por 540 GWh/año, correspondiente a la licitación 2017/01, cuyo término anticipado correspondiente a las Distribuidoras Compañía General de Electricidad S.A., Enel Distribución Chile S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Energía de Casablanca S.A., Chilquinta Distribución S.A., Luzparral S.A., y Luzlinares S.A., se aprobó mediante Resolución Exenta CNE N°382, de fecha 3 de julio de 2025. Sin perjuicio que las solicitudes de término anticipado correspondientes a las restantes Distribuidoras aún no se materializa, para efecto del cómputo de energía contratada y necesidades de suministro a contratar señalados en este informe, los demás contratos suscritos por este suministrador no forman parte del nivel de contratación existente, dado condición de incumplimiento contractual y su inminente término anticipado.

Por último, los contratos suscritos por Canadian Solar Libertador Solar Holding SpA., Racó Energía SpA., Sonnedix PPA Holding SpA. y OPDE Chile SpA., por un total de 2.037 GWh/año, correspondientes a la licitación 2021/01, y los contratos suscritos por FRV Development Chile

I SpA, por un total de 651 GWh/año, correspondientes a la licitación 2022/01. Lo anterior debido a que, a la fecha, los dos primeros suministradores se encuentran en situación de incumplimiento contractual, ante lo cual las empresas Distribuidoras se encuentran realizando el cobro de multas y garantías que corresponden, para proceder luego con el término anticipado de estos contratos. Los demás suministradores han solicitado el término anticipado de sus contratos por motivos de fuerza mayor, los cuales se encuentran en evaluación. Sin perjuicio de lo que resuelva esta Comisión en dichas solicitudes, estos suministradores han manifestado la imposibilidad de dar cumplimiento con la obligación de suministro de sus contratos.

Cabe señalar que el nivel de contratación correspondiente a la empresa distribuidora Til-Til, se encuentra contenido dentro de la contratación de la empresa Enel Distribución, en virtud del mandato de suministro que dichas empresas han sostenido para ser representada 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 2025-2044, respecto de las adjudicaciones de los procesos licitatorios realizados a la fecha y los contratos que se encuentran vigentes, considerando tanto las componentes base como variable de los bloques de suministro, se puede apreciar en el siguiente gráfico:

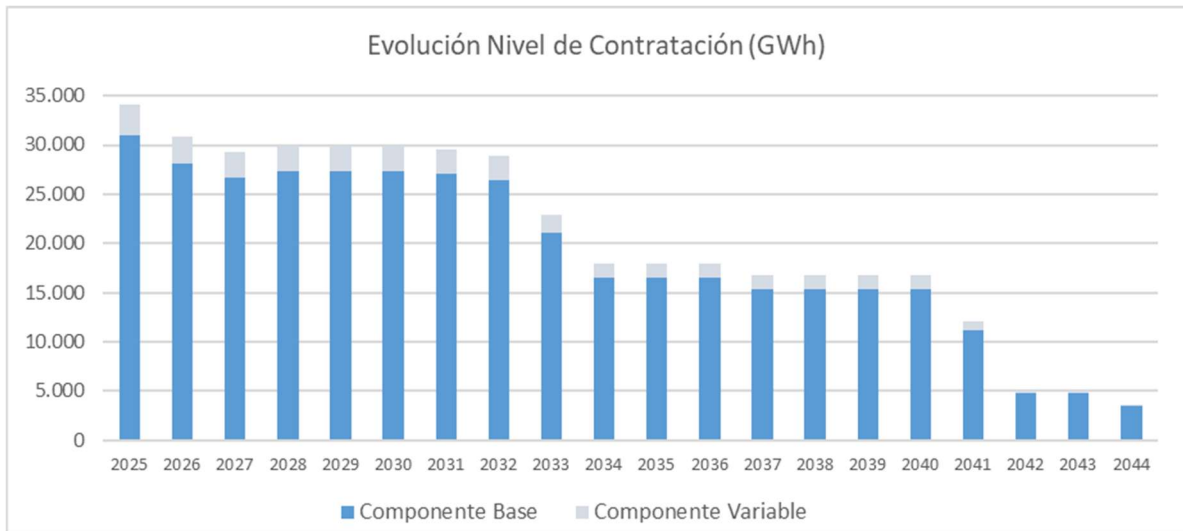


Figura 1.- Nivel de contratación de empresas distribuidoras [GWh]

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

Concesionaria	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	2.412	2.298	2.083	2.300	2.284	2.282	2.204	2.107	1.621	1.267	1.266	1.266	1.179	1.179	1.179	1.179	843	336	336	226
EMELCA	15	14	15	17	17	17	17	16	11	8	8	8	7	7	7	7	5	2	2	2
LITORAL	88	83	109	141	130	127	117	107	77	59	59	59	55	55	55	55	43	25	25	20
ENEL DISTRIBUCIÓN	11.147	9.566	9.245	8.278	8.262	8.246	8.242	8.154	6.457	4.937	4.938	4.938	4.557	4.557	4.557	4.557	3.088	872	872	508
EEPA	264	206	197	193	193	193	190	185	142	106	106	106	98	98	98	98	65	16	16	7
CGE	13.195	12.346	11.096	11.929	12.020	12.038	11.890	11.634	9.340	7.456	7.456	7.456	6.980	6.980	6.980	6.980	5.144	2.367	2.367	1.695
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	5	5	5	6
COOPELAN	85	77	98	126	120	120	117	113	90	74	73	73	70	70	70	70	59	41	41	34
FRONTEL	924	849	1.067	1.299	1.239	1.224	1.191	1.152	911	732	731	732	698	698	698	698	566	367	367	315
SAESA	1.932	1.772	1.772	1.870	1.916	1.932	1.923	1.891	1.506	1.175	1.177	1.177	1.109	1.109	1.109	1.109	847	450	450	347
CODINER	71	65	63	62	62	63	62	61	46	34	34	34	32	32	32	32	24	11	11	6
EDECSA	50	47	45	44	45	45	46	45	36	27	28	28	26	26	26	26	19	7	7	4
CEC	105	96	93	91	93	95	95	94	71	49	49	49	46	46	46	46	36	20	20	15
LUZLINARES	109	99	112	133	129	128	125	122	98	79	79	79	75	75	75	75	61	39	39	30
LUZPARRAL	94	88	112	142	135	134	130	126	100	82	81	81	78	78	78	78	64	42	42	35
COPELEC	171	157	218	290	273	271	264	255	196	151	151	151	146	146	146	146	127	97	97	85
COELCHA	66	59	56	59	61	62	61	60	48	38	38	38	36	36	36	36	29	17	17	13
SOCOEPA	29	28	38	52	49	49	48	46	33	25	25	25	24	24	24	24	21	17	17	16
COOPREL	41	38	44	53	53	54	54	54	39	25	25	25	25	25	25	25	22	17	17	15
LUZ OSORNO	131	118	127	141	143	142	142	139	111	87	88	88	83	83	83	83	66	40	40	33
CRELL	94	86	99	119	117	118	117	114	87	65	66	66	63	63	63	63	53	37	37	34
MATAQUITO	0,0	0,0	0,3	0,7	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	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	0,4	1,0	0,7	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
<b>TOTAL</b>	<b>31.025</b>	<b>28.094</b>	<b>26.693</b>	<b>27.343</b>	<b>27.344</b>	<b>27.344</b>	<b>27.040</b>	<b>26.478</b>	<b>21.024</b>	<b>16.479</b>	<b>16.480</b>	<b>16.481</b>	<b>15.390</b>	<b>15.391</b>	<b>15.391</b>	<b>15.391</b>	<b>11.186</b>	<b>4.826</b>	<b>4.827</b>	<b>3.445</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 2025-2044, incluyendo tanto las componentes base como las componentes variables de los bloques de suministro, son los siguientes:

Concesionaria	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
CHILQUINTA	2.653	2.528	2.281	2.506	2.489	2.487	2.404	2.300	1.769	1.382	1.381	1.381	1.285	1.285	1.285	1.285	916	358	358	237
EMELCA	16	15	17	19	19	19	18	18	12	8	8	8	8	8	8	8	6	3	3	2
LITORAL	97	92	118	152	139	137	127	116	83	64	63	63	60	60	60	60	47	26	26	21
ENEL DISTRIBUCIÓN	12.286	10.522	10.169	9.104	9.087	9.069	9.059	8.957	7.079	5.403	5.404	5.404	4.985	4.985	4.985	4.985	3.369	934	934	533
EEPA	292	226	217	212	212	212	209	203	156	117	117	117	107	107	107	107	72	17	17	8
CGE	14.515	13.581	12.168	13.031	13.127	13.148	12.986	12.706	10.185	8.115	8.114	8.114	7.590	7.590	7.590	7.590	5.571	2.519	2.519	1.780
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	5	5	5	6
COOPELAN	94	85	107	136	130	129	126	122	97	80	79	79	76	76	76	76	63	44	44	35
FRONTEL	1.016	934	1.161	1.403	1.339	1.324	1.289	1.247	985	788	788	789	751	751	751	751	607	387	387	331
SAESA	2.125	1.949	1.945	2.046	2.094	2.111	2.101	2.065	1.640	1.275	1.277	1.277	1.202	1.202	1.202	1.202	914	478	478	364
CODINER	78	72	69	68	68	69	69	67	50	37	37	37	35	35	35	35	26	12	12	6
EDECSA	55	51	49	48	49	50	50	49	39	30	30	30	28	28	28	28	20	8	8	4
CEC	116	106	102	100	102	104	104	103	77	53	53	53	50	50	50	50	39	21	21	16
LUZLINARES	120	109	123	145	140	139	136	132	106	85	85	85	81	81	81	81	65	41	41	31
LUZPARRAL	104	96	122	153	145	145	141	137	109	88	87	87	83	83	83	83	68	45	45	37
COPELEC	188	173	236	312	294	292	285	275	211	162	162	162	156	156	156	156	135	102	102	89
COELCHA	73	65	62	65	67	68	67	65	52	41	41	41	39	39	39	39	31	18	18	13
SOCOEPA	32	30	42	56	53	53	51	49	36	26	26	26	25	25	25	25	23	18	18	17
COOPREL	45	42	48	58	58	59	59	58	42	27	27	27	26	26	26	26	23	18	18	15
LUZ OSORNO	144	130	139	153	156	155	155	151	121	94	95	95	90	90	90	90	71	42	42	35
CRELL	103	94	108	129	127	128	127	124	94	70	71	71	68	68	68	68	56	39	39	36
MATAQUITO	0,0	0,0	0,3	0,7	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	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	0,4	1,1	0,7	0,7	0,8	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>TOTAL</b>	<b>34.152</b>	<b>30.902</b>	<b>29.284</b>	<b>29.899</b>	<b>29.900</b>	<b>29.900</b>	<b>29.566</b>	<b>28.947</b>	<b>22.948</b>	<b>17.948</b>	<b>17.949</b>	<b>17.950</b>	<b>16.751</b>	<b>16.751</b>	<b>16.751</b>	<b>16.751</b>	<b>12.126</b>	<b>5.136</b>	<b>5.136</b>	<b>3.617</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 2025 a 2044, 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 2031 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 2025 al 2030, ambos inclusive, se considera el uso de las componentes variables de las empresas distribuidoras, así como el mecanismo de traspaso de excedentes para aportar a satisfacer las necesidades de suministro a corto plazo. Lo anterior, sin perjuicio de las licitaciones de corto plazo que se estimen necesarias realizar en dicho período, y que permitan mantener un grado de holgura suficiente para absorber variaciones no esperadas de demanda, según lo establecido en el numeral 7, "Condiciones especiales de licitación", del presente informe.

De acuerdo a lo señalado, y considerando los niveles de contratación señalados en la tabla 4.2.B del numeral 4 del presente informe, las necesidades de suministro a corto plazo de las empresas distribuidoras determinadas por la Comisión, así como el total de excedentes y déficits estimados, son los que se muestran en la siguiente tabla para el período 2025 a 2030:

Cod Dx	Empresa Dx	2025	2026	2027	2028	2029	2030
6	CHILQUINTA	185	11	-247	-36	-72	-88
8	EMELCA	-8	-10	-10	-9	-10	-11
9	LITORAL	-64	-74	-52	-22	-39	-46
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	2.136	509	227	-783	-767	-619
14	EEPA	65	-1	-11	-16	-16	-12
18	CGE	778	-287	-1.838	-1.224	-1.460	-1.725
20	COOPERSOL	0	0	0	0	0	0
21	COOPELAN	-48	-62	-46	-23	-37	-42
22	FRONTEL	-276	-415	-210	19	-70	-112
23	SAESA	75	-115	-150	-124	-167	-233
26	CODINER	-13	-3	4	10	14	18
28	EDECSA	1	-3	-5	-5	-4	-3
29	CEC	19	13	9	5	6	8
31	LUZLINARES	-45	-57	-45	-26	-34	-39
32	LUZPARRAL	-47	-54	-30	-1	-10	-12
33	COPELEC	-152	-188	-147	-94	-145	-175
34	COELCHA	-2	-13	-20	-21	-23	-26
35	SOCOEPA	-23	-26	-16	-4	-7	-8
36	COOPREL	-13	-17	-14	-7	-10	-12
39	LUZ OSORNO	-51	-70	-65	-58	-66	-76
40	CRELL	-45	-59	-51	-38	-48	-53
45	MATAQUITO	-1,59	-1,6	-1,34	-0,94	-1,31	-1,33
46	DESA	-0,13	-0,1	0,28	0,92	0,55	0,56
<b>Total Excedentes</b>		<b>3.259</b>	<b>532</b>	<b>240</b>	<b>35</b>	<b>21</b>	<b>27</b>
<b>Total Déficit</b>		<b>-790</b>	<b>-1.455</b>	<b>-2.956</b>	<b>-2.491</b>	<b>-2.986</b>	<b>-3.291</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 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 2031 a 2044:

Cod Dx	Empresa Dx	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
6	CHILQUINTA	-412	-556	-1.101	-1.523	-1.597	-1.570	-1.727	-1.797	-1.863	-1.933	-2.346	-2.935	-3.014	-3.206
8	EMELCA	-14	-16	-22	-27	-29	-30	-32	-33	-34	-36	-39	-43	-44	-46
9	LITORAL	-72	-88	-125	-150	-157	-163	-173	-180	-186	-193	-212	-239	-246	-259
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	-1.475	-1.565	-3.390	-5.105	-5.239	-5.347	-5.914	-6.111	-6.284	-6.463	-8.080	-10.504	-10.721	-11.304
14	EEPA	-36	-41	-87	-127	-129	-131	-144	-148	-151	-154	-191	-244	-249	-262
18	CGE	-3.508	-4.359	-7.407	-10.214	-11.162	-11.682	-13.194	-14.256	-15.307	-16.416	-19.442	-23.499	-24.867	-27.464
20	COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	COPELAN	-63	-76	-108	-135	-146	-156	-169	-179	-189	-199	-221	-250	-261	-280
22	FRONTEL	-281	-378	-688	-945	-1.029	-1.074	-1.195	-1.282	-1.370	-1.459	-1.688	-1.989	-2.092	-2.249
23	SAESA	-532	-683	-1.201	-1.682	-1.835	-1.982	-2.215	-2.382	-2.558	-2.742	-3.195	-3.781	-3.975	-4.305
26	CODINER	15	13	-4	-19	-23	-27	-34	-39	-44	-50	-65	-84	-90	-101
28	EDECSA	-7	-8	-18	-27	-28	-29	-31	-32	-33	-34	-42	-55	-56	-60
29	CEC	-4	-8	-35	-61	-66	-71	-78	-84	-90	-96	-113	-135	-142	-154
31	LUZLINARES	-58	-69	-100	-128	-138	-148	-162	-174	-186	-200	-229	-266	-283	-309
32	LUZPARRAL	-30	-39	-71	-99	-109	-119	-133	-145	-157	-170	-198	-234	-250	-274
33	COPELEC	-232	-271	-360	-428	-451	-474	-502	-523	-544	-564	-604	-655	-676	-709
34	COELCHA	-37	-44	-62	-78	-84	-90	-99	-105	-112	-118	-133	-151	-158	-170
35	SOCOEPA	-15	-19	-34	-47	-50	-52	-57	-60	-64	-69	-76	-86	-91	-99
36	COOPREL	-20	-24	-43	-61	-65	-68	-73	-77	-82	-87	-96	-106	-112	-120
39	LUZ OSORNO	-101	-118	-161	-201	-218	-234	-257	-276	-295	-315	-352	-398	-417	-448
40	CRELL	-75	-89	-128	-164	-178	-192	-210	-225	-241	-257	-282	-312	-327	-349
45	MATAQUITO	-1,4	-1,4	-1,4	-1,8	-1,8	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,1
46	DESA	0,5	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total Excedentes</b>		<b>15</b>	<b>13</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total Déficit</b>		<b>-6.972</b>	<b>-8.453</b>	<b>-15.147</b>	<b>-21.222</b>	<b>-22.735</b>	<b>-23.641</b>	<b>-26.402</b>	<b>-28.112</b>	<b>-29.792</b>	<b>-31.556</b>	<b>-37.605</b>	<b>-45.969</b>	<b>-48.075</b>	<b>-52.170</b>

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 2026-2030, resulta necesario realizar nuevas licitaciones de corto plazo, ya que los excedentes de energía no logran cubrir los déficits proyectados. Para ello, en la actualidad se encuentran en curso dos procesos de licitación, el denominado 2025/01 para cubrir los requerimientos de suministro para el período 2027-2030, y el proceso excepcional de corto plazo 2025/02, para cubrir el requerimiento de suministro

para el año 2026. Las cantidades a licitar indicadas en las bases de licitación vigentes para ambos procesos permiten cubrir las necesidades de suministro previstas, sin requerir ninguna adecuación en los volúmenes a licitar. Sin perjuicio de lo anterior, podría requerirse de nueva contratación para los años 2029 y 2030, que permitan contar con una holgura de contratación en torno a 5%.

- **Largo Plazo:** Para los años 2031 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.

Para el cálculo de la Energía Disponible Estimada anual del sistema, se consideró el parque generador en operación a junio de 2025, los proyectos considerados en construcción de acuerdo a la Resolución Exenta N°374, de la Comisión, de fecha 30 de junio de 2025, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión 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 2036, 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 Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo de enero 2025 en su numeral 1.6.

Para las centrales eólicas y solares, se utilizó el perfil de generación promedio esperado hasta el año 2036<sup>10</sup>. 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	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Energía disponible estimada anual [GWh]	153.915	157.666	161.958	162.430	156.688	153.205	152.666	152.852	152.553	152.687	152.687	152.687

**Tabla 6.1: Energía Disponible Anual Total [GWh]**

Sin perjuicio de lo anterior, se realizó una sensibilidad con respecto a la disponibilidad de GNL. 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	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Energía disponible estimada anual [GWh]	131.365	135.116	139.409	139.880	134.138	130.656	130.116	130.302	130.003	130.138	130.138	130.138

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

Por otra parte, es posible determinar el nivel de contratación que actualmente tiene cada una de las empresas participantes del mercado mayorista, en virtud de los contratos suscritos con sus clientes. Para ello, y con el objeto de disponer de antecedentes actualizados, la Comisión

<sup>10</sup> En consistencia con el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo de enero 2025.

solicitó, a las empresas generadoras, mediante el Oficio CNE N°320 de fecha 25 de abril de 2025 *“Informar en forma detallada los niveles de energía y potencia contratados por vuestra empresa desde el año 2025 hasta 2055, inclusive. Asimismo, se solicita a Ud. indicar las principales características de dichos contratos, considerando para lo anterior aquellos 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, conforme al formato digital y contenido que se adjunta a la presente comunicación”*.

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 72°-8 numeral f) de la Ley, que establece que el Coordinador debe mantener en el Sistema Público de Información, *“Información con las características principales respecto de los contratos de suministro vigentes entre empresas suministradoras y clientes, incluyendo al menos fecha de suscripción del contrato, plazos de vigencia, puntos y volúmenes de retiros acordados en los respectivos contratos, salvo aquellos aspectos de carácter comercial y económico contenido en los mismos”*.

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

Año	Clientes Regulados [GWh]	Clientes Libres [GWh]	Total Energía contratada [GWh]
2025	35.118	70.973	106.091
2026	33.905	70.581	104.486
2027	32.938	67.402	100.340
2028	33.553	61.071	94.624
2029	33.554	56.069	89.622
2030	33.554	51.604	85.159
2031	33.220	42.082	75.302
2032	32.601	31.015	63.616
2033	26.602	29.033	55.635
2034	21.603	24.682	46.285
2035	21.603	20.430	42.034
2036	21.603	16.907	38.511

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]
2025	106.091	153.915	69%	47.824
2026	104.486	157.666	66%	53.180
2027	100.340	161.958	62%	61.619
2028	94.624	162.430	58%	67.806
2029	89.622	156.688	57%	67.065
2030	85.159	153.205	56%	68.047
2031	75.302	152.666	49%	77.363
2032	63.616	152.852	42%	89.236
2033	55.635	152.553	36%	96.918
2034	46.285	152.687	30%	106.403
2035	42.034	152.687	28%	110.653
2036	38.511	152.687	25%	114.177

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, los volúmenes licitados en los procesos actualmente en curso<sup>11</sup>, resultan suficientes para cubrir las necesidades de suministro en el corto plazo. Sin perjuicio de ello, los requerimientos para los años 2029 y 2030, y con el objeto de contar con un nivel de holgura suficiente, serán licitados en un próximo proceso de licitación que se adjudicará durante 2026, el cual contemplará contratos de mayor duración, en comparación al período de suministro contemplado en los procesos en curso.

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 de largo plazo podrán generar condiciones para promover la incorporación de mayor capacidad de generación y flexibilidad al mismo.

En consideración a lo anterior, adicionalmente podrán contemplarse mecanismos de evaluación que permitan valorar los distintos niveles de riesgo que enfrentan ofertas respaldadas principalmente mediante nuevos proyectos de generación, respecto de aquellas ofertas en base a generación existente, como también la de aquellos proyectos que contribuyan a la eficiencia del sistema. Asimismo, se podrán considerar elementos que contribuyan tanto con el logro del objetivo de diversificación del sistema, facilitando la participación de proyectos nuevos de generación en base a medios ERNC, como de seguridad, facilitando la participación de proyectos nuevos que contribuyan con la flexibilidad del sistema.

Las disposiciones específicas que permitan alcanzar los objetivos señalados, si las hubiere, estarán contenidas en las bases de licitación del 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.

---

<sup>11</sup> Proceso de Licitación 2025/01, para cubrir los requerimientos del período 2027-2030, y licitación excepcional de corto plazo, proceso de licitación 2025/02, para cubrir los requerimientos para el año 2026.

Año de Adjudicación	Inicio de Suministro	Volumen CB a licitar (GWh/año)
2026	2029	1.000
2026	2030	900
2027	2031	5.050
2027	2032	1.500
2027	2033	6.900
2028	2034	6.000
2029	2035	1.400

**Tabla 8.1: Proyección referencial de próximos procesos de licitación (CB)**

Los montos de energía señalados en la tabla anterior corresponden a la componente base (CB) del bloque de suministro licitado, sin considerar la componente variable (CV) 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 2025 se encuentra en curso una licitación de corto plazo y una licitación excepcional de corto plazo, con el fin de cubrir las necesidades de suministro de corto plazo, requeridas en el período 2026-2030. Adicionalmente, durante 2025 se efectuará un llamado a licitación, para cubrir las necesidades de suministro requeridas a partir de los años 2029 y 2030, contemplando un período de suministro acorde con contrataciones a largo plazo. Respecto a las necesidades de suministro requeridas a partir de 2031, las mismas podrían cubrirse mediante licitaciones que contemplen contratos de distinta duración.

Cabe señalar que el detalle respecto del diseño de los bloques de suministro, las condiciones específicas de cada uno de estos procesos, así como el volumen definitivo a licitar, corresponden a materias propias 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 exenta 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 exenta en forma íntegra en el sitio web de la Comisión.

**Anótese, notifíquese y archívese.**

**SECRETARIO EJECUTIVO  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

**MOC/MFH/JMS/JSP/SCT/JAC**

Distribución:

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