

REF: Aprueba Informe Definitivo de Licitaciones 2023, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

SANTIAGO, 08 de enero de 2024

RESOLUCIÓN EXENTA N° 02

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, 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°178, de 16 de marzo de 2023;
- f) Lo solicitado por esta Comisión a través de Oficio Ordinario N°351, de 23 de mayo de 2023;
- g) La Carta EAG-DER-017-2023, de 22 de mayo de 2023, mediante la cual Empresas Eléctricas A.G. solicita ampliación de plazo para envío de Proyección de demanda y necesidades de suministro;

- h) El Oficio Ordinario N° 362, de 30 de mayo de 2023, de la Comisión, mediante el cual se otorga extensión de plazo para envío de Proyecciones de Demanda y necesidades de suministro;
- i) La Carta C/172/2023, de 14 de junio de 2023, de Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda., y la Carta N°97/2023, de 15 de junio de 2023, de Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., mediante las cuales solicitan ampliación de plazo para envío de Proyección de demanda y necesidades de suministro requerida;
- j) El Oficio Ordinario CNE N° 404, de 16 de junio de 2023, mediante el cual se otorga extensión de plazo para envío de Proyecciones de Demanda y necesidades de suministro;
- k) Lo establecido en la Resolución Exenta N°121, de 28 de marzo de 2023, 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;
- l) Lo establecido en la Resolución Exenta N°232, de 2 de junio de 2023, de la Comisión, que crea el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos;
- m) La Resolución Exenta N° 381, de la Comisión, de 18 de agosto de 2023, que aprueba Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley;
- n) El Oficio Ordinario N° 667, de 05 de octubre de 2023, de la Comisión, mediante el cual se autoriza a las empresas licitantes a dar término anticipado a los contratos de suministro de energía y potencia para clientes regulados, suscritos con María Elena Solar S.A., en virtud del proceso de Licitación de Suministro 2015/01;
- o) La Resolución Exenta N° 484, de la Comisión, de fecha 13 de octubre de 2023, que aprueba respuestas a observaciones al Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley;
- p) La Resolución Exenta N° 485, de la Comisión, de 13 de octubre de 2023, que aprueba Informe Final de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- q) La Discrepancia N° 52-2023, de Engie Energía Chile S.A., en adelante, "Engie" respecto del Informe Final de Licitaciones a que se refiere el artículo 135 ter de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante, la "Discrepancia";
- r) El escrito de contestación presentado por la Comisión ante el Panel de Expertos, de 7 de diciembre de 2023, y su rectificación de 18 de diciembre de 2023;

- s) El escrito de desistimiento de Engie presentado ante el Panel de Expertos, de 20 de diciembre de 2023;
- t) El escrito de la Comisión presentado ante el Panel de Expertos, de 20 de diciembre de 2023;
- u) El comunicado del Panel de Expertos de 20 de diciembre de 2023;
- v) Lo dispuesto en el Decreto N° 12A, de 21 de noviembre de 2022, del Ministerio de Energía, que nombra a don Marco Mancilla Ayancán en el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- w) Lo dispuesto en la Resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

1. Que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 131° bis de la Ley, corresponderá a la Comisión anualmente, y en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley para el Sistema Eléctrico, determinar las licitaciones de suministro necesarias para abastecer, al menor costo de suministro, los consumos de los clientes sometidos a regulación de precio, sobre la base de la información proporcionada por las concesionarias de servicio público de distribución;
2. Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 131° ter de la Ley, el o los procesos de licitación se iniciarán con un informe de licitaciones fundado de la Comisión, que contenga aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda de las concesionarias de distribución sujetas a la obligación de licitar, de la situación esperada respecto de la oferta potencial de energía eléctrica en el periodo relevante y, si existieren, las condiciones especiales de la licitación;
3. Que, asimismo, las concesionarias de distribución, las empresas generadoras y aquellas instituciones y usuarios interesados, esto es, toda persona natural o jurídica que pudiera tener interés directo o eventual en el proceso de licitación, y que se hubieran inscrito en el Registro de Instituciones y Usuarios Interesados, a que hace referencia el literal I) de Vistos, podrán realizar observaciones de carácter técnico al referido informe en un plazo no superior a quince días hábiles contados desde su publicación;
4. Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 15° del Reglamento, las observaciones al informe preliminar de licitaciones que se refieran a aspectos o materias de carácter técnico se deberán remitir por vía electrónica a la dirección y en el formato que la Comisión disponga al efecto, debiendo adjuntar a las mismas todos los antecedentes que le sirvan de sustento;
5. Que, asimismo, el señalado artículo 15° del Reglamento dispone que las observaciones técnicas formuladas y los antecedentes que le

sirvan de sustento tendrán carácter público y serán publicadas en el sitio web de la Comisión;

6. Que, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 17º del Reglamento, dentro de los 30 días siguientes al vencimiento del plazo para formular observaciones técnicas al informe preliminar de licitaciones, la Comisión deberá responder de manera fundada todas las observaciones técnicas que se hubieren formulado. Dentro del mismo plazo, el Informe Final de Licitaciones que incluye las modificaciones resultantes de las observaciones que hayan sido acogidas deberá ser publicado en el sitio web de la Comisión y adicionalmente enviado por correo electrónico a las concesionarias, empresas generadoras e instituciones y usuarios interesados. El Informe Final de Licitaciones deberá contemplar además una proyección de los procesos de Licitación que deberían efectuarse dentro de los próximos 4 años. Dentro del plazo de 15 días contados desde la notificación señalada precedentemente, podrán ser sometidas al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que se produzcan en relación con las proyecciones de demanda contenidas en el Informe Final de Licitaciones, el que deberá resolver conforme a lo dispuesto en el artículo 211º de la Ley;
7. Que, a fin de dar cumplimiento a lo señalado precedentemente, la Comisión emitió la Resolución Exenta N° 485, de 13 de octubre de 2023, que aprueba Informe Final de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131º ter de la Ley General de Servicios Eléctricos;
8. Que, estando dentro de plazo, Engie presentó discrepancia en contra el informe antes referido, discrepando de las proyecciones de generación residencial incluidas en el Informe mencionado en el numeral anterior en dos aspectos: primero, en cuanto a la fuente de información utilizada en las estimaciones de Generación Residencial y, segundo en cuanto al factor de ajuste utilizado en las mismas;
9. Que, por su parte la Comisión, conforme al plazo establecido en el programa de trabajo, con fecha 7 de diciembre de 2023, presentó escrito en respuesta a la discrepancia, solicitando rechazar la primera solicitud, por los argumentos ahí esgrimidos. Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión hizo presente que se corregiría la planilla "Respaldo Generación Residencial", utilizando los volúmenes de energía disponibles en la carpeta "Resultados_GxDX_Escenarios PELP", del archivo "Salida Resumen Escenario Recuperación". Respecto de la segunda solicitud presentada por Engie, la Comisión manifestó su disposición a allanarse;
10. Que, conforme lo anterior, Engie, con fecha 20 de diciembre de 2023, presentó un escrito ante el Panel de Expertos, manifestando su desistimiento a la discrepancia presentada, en consideración a las correcciones y allanamientos manifestados, a su turno, por la Comisión;
11. Que, por su parte, el Panel de Expertos con fecha 20 de diciembre de 2023, tuvo por desistida la discrepancia de Engie, ordenó el archivo

de los antecedentes y dejó sin efecto el programa de trabajo correspondiente; y,

12. Que, a la luz de las consideraciones precedentes, resulta procedente que la Comisión emita el Informe Definitivo de Licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos, en el cual materialice lo indicado en el considerando 9 del presente acto administrativo.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébase el siguiente Informe Definitivo de Licitaciones 2023:



LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

INFORME DEFINITIVO

**ENERO 2024
SANTIAGO – CHILE**

ÍNDICE

1. Introducción	3
2. Supuestos y metodologías utilizadas.....	4
3. Proyecciones de demanda	6
3.1. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria	7
3.2. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional	9
3.3. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios	11
3.4. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios	12
3.5. Generación Residencial.....	14
3.6. Electromovilidad	15
3.7. Proyección de Demanda Total Informada por Empresas Distribuidoras a Nivel Nacional.....	16
3.8. Antecedentes de demanda histórica de clientes regulados	19
3.9. Metodología de ajuste de previsión de demanda.....	21
3.10. Eficiencia Energética	24
3.11. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios	26
3.12. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios	30
3.13. Generación Residencial.....	31
3.14. Electromovilidad	33
3.15. Proyecciones de demanda ajustadas	35
4. Nivel de contratación existente	38
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 DEFINITIVO- LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

1. Introducción

El presente documento corresponde al Informe Definitivo 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 Definitivo 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°178, de fecha 16 de marzo de 2023, en adelante “Of. Ord. CNE N°178” la información que las empresas concesionarias de servicio público de distribución, en adelante e indistintamente las “empresas distribuidoras”, semestralmente deben entregar respecto de las proyecciones de demanda, las necesidades de suministro a contratar y los supuestos y metodologías utilizados en sus respectivas proyecciones.

Adicionalmente, el presente Informe Definitivo incluye las modificaciones señaladas ante el Honorable Panel de Expertos en la Discrepancia N°52-2023, respecto al Informe Final.

Las necesidades de suministro determinadas en este informe se establecen considerando que las empresas distribuidoras deben disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios. Para dichos efectos, la Comisión deberá

diseñar, coordinar y dirigir la realización de procesos de licitación, cuyo objeto será que las empresas distribuidoras dispongan de contratos de suministro de largo plazo para satisfacer los consumos de sus clientes sometidos a regulación de precios, con una antelación mínima de cinco años a la fecha de inicio del suministro.

2. Supuestos y metodologías utilizadas

A partir de la información recibida por parte de las empresas distribuidoras en respuesta al Of. Ord. CNE N°178, 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°178, 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”, Empresa Eléctrica Municipal de TIL TIL, en adelante “Til-Til”, Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A., en adelante “EEPA”, Compañía General de Electricidad S.A., en adelante “CGE”, Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., en adelante “Coopelan”, Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., en adelante “Frontel”, Sociedad Austral de Electricidad S.A., en adelante “Saesa”, Energía de Casablanca S.A., en adelante “Edecsa”, Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda., en adelante “CEC”, Luzlinares S.A., en adelante “LuzLinares”, LuzParral S.A., en adelante “LuzParral”, Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda, en adelante

“Copelec”, Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda., en adelante “Coelcha”, Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., en adelante “Socoepa”, Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda., en adelante “Cooprel”, Compañía Eléctrica Osorno S.A., en adelante, “LuzOsorno” y Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda., en adelante “Crell”, que justifican las proyecciones y tasas tendenciales obtenidas para el presente informe, se basan en los resultados del estudio conjunto contratado a la consultora Systep Ingeniería y Diseños S.A., “Proyección de demanda para clientes regulados 2023-2043”, en el que realizaron proyecciones de consumo mensual desde enero 2023 a diciembre 2043. Este estudio trabajó con una modelación econométrica utilizando modelos de series de tiempo de tipo SARIMA (Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average), capaces de capturar las tendencias históricas y a la vez la variabilidad estacional en los datos de demanda. En el modelamiento se incorporaron adicionalmente variables explicativas externas que dan cuenta del nivel de actividad económica y crecimiento demográfico. Las proyecciones de compras de energía se desarrollaron de forma independiente para cada empresa distribuidora, agrupando las compras totales realizadas en diferentes puntos de retiro. Adicionalmente, los consumos de cada empresa distribuidora se separaron por Sistema de Transmisión Zonal, buscando reflejar la diversidad demográfica y patrones de consumo que presentan aquellas empresas con zonas de concesión extensas.

Las modelaciones consideradas por parte de esta Comisión son aquellas que muestran crecimientos tendenciales, es decir, sin incluir efectos por eficiencia energética, generación residencial, ni electromovilidad ni traspasos de clientes regulados al régimen libre, los que se incluyen con posterioridad según se describe en los numerales siguientes.

La empresa Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER S.A., en adelante “Codiner”, y Distribuidora de Energía Eléctrica Mataquito S.A., en adelante “Mataquito”, realizaron sus propias proyecciones en base a la información que disponía al momento del envío de la respuesta al Of. Ord. CNE N°178.

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

Cabe señalar que Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A., en adelante “Emelectric”, Empresa Eléctrica de Talca S.A., en adelante “Emetal”, Energía del Limarí S.A., en adelante “Enelsa”, Empresa Eléctrica de Arica S.A., en adelante “Emelari”, Empresa Eléctrica de Iquique S.A., en adelante “Eliqsa”, Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., en adelante “Elecda”, Empresa Eléctrica Atacama S.A., en adelante “Emelat” y Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., en adelante “Conafe” fueron absorbidas por CGE, constituyéndose por tanto esta

última en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones. Por lo tanto, se agrupó el total de demanda de CGE para todo el período de proyección.

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

Las tasas de crecimiento resultantes a partir de la información entregada por las empresas distribuidoras en respuesta al Of. Ord. CNE N°178, considerando los criterios señalados precedentemente e incorporando los efectos extra tendenciales mencionados en el punto 2.3, se presentan en el punto 3.7 del presente informe.

2.2. Cambios topológicos

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

2.3. Efectos extratendenciales por cambios en condición de clientes

En este aspecto se solicitó a las empresas distribuidoras informar eventuales cambios proyectados respecto de clientes no sometidos a regulación de precios, en adelante “clientes libres”, que opten por traspasarse al régimen de clientes regulados, clientes regulados que pasen a ser clientes libres, conexión de nuevos clientes regulados, proyecciones de efectos de medidas de eficiencia energética, generación residencial y electromovilidad, todo ello de forma adicional al crecimiento vegetativo de la demanda explicado por las tasas tendenciales de crecimiento. El detalle del tratamiento de esta información en la proyección de demanda se presenta en los numerales 3.3 a 3.6 del presente informe.

3. Proyecciones de demanda

En los puntos siguientes se detalla la metodología utilizada para estimar la proyección de demanda, considerando la información enviada por las empresas distribuidoras a nivel de subestaciones primarias, los factores de pérdidas para efectos de su referenciación a nivel del sistema de transmisión nacional, la información respecto de los potenciales traspasos de clientes libres que opten por el régimen de clientes regulados y viceversa, proyecciones de efectos de medidas de eficiencia energética, generación residencial, electromovilidad y los antecedentes utilizados a efectos de estimar las tasas de crecimiento para las proyecciones resultantes.

3.1. Proyecciones de Empresas Distribuidoras a Nivel de Subestación Primaria

En conformidad con el punto anterior, las empresas distribuidoras han enviado a la Comisión las proyecciones de demanda de energía mensuales para los años 2023 a 2043, 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° 178, es la que se muestra a continuación¹:

¹ 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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	2.499	2.576	2.653	2.731	2.809	2.888	2.967	3.047	3.127	3.208	3.290	3.372	3.455	3.538	3.622	3.706	3.791	3.875	3.959	4.044	4.128
EMELCA	17	18	18	19	19	20	20	21	21	22	22	23	23	24	24	25	25	26	26	27	27
LITORAL	152	156	163	170	176	183	190	197	204	211	218	226	233	240	248	255	262	270	277	285	292
ENEL	10.212	10.415	10.638	10.867	11.098	11.332	11.569	11.808	12.051	12.296	12.544	12.795	13.049	13.307	13.567	13.830	14.092	14.355	14.618	14.880	15.143
TIL-TIL	16	16	17	17	17	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	20	20	20	20	20	20
EEPA	223	230	235	238	241	244	247	250	252	255	258	261	264	267	270	274	277	280	283	286	290
CGE	13.148	13.518	13.916	14.317	14.718	15.123	15.529	15.938	16.349	16.762	17.178	17.596	18.016	18.441	18.869	19.301	19.733	20.167	20.601	21.037	21.474
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	137	145	153	161	169	177	185	193	202	210	218	226	235	243	252	261	269	278	287	295	304
FRONTEL	1.215	1.288	1.359	1.432	1.504	1.577	1.650	1.724	1.798	1.872	1.946	2.021	2.096	2.172	2.248	2.324	2.400	2.476	2.552	2.628	2.704
SAESA	1.874	1.946	2.019	2.094	2.169	2.246	2.323	2.402	2.481	2.561	2.642	2.725	2.808	2.892	2.978	3.064	3.150	3.236	3.322	3.408	3.495
CODINER	87	88	90	91	93	95	97	98	99	101	103	104	106	92	94	110	113	114	98	99	100
EDECSA	55	56	57	58	60	61	62	64	65	66	68	70	71	73	75	77	78	80	82	84	86
CEC	97	101	105	109	113	117	121	126	130	135	139	144	149	153	158	163	168	172	177	181	186
LUZLINARES	154	158	162	167	172	177	182	187	192	198	204	209	215	221	227	233	239	245	251	257	264
LUZPARRAL	137	145	152	160	168	175	183	192	200	208	216	225	233	242	251	260	269	277	286	295	304
COPELEC	304	324	348	372	397	429	460	487	514	541	561	581	601	622	642	663	683	704	724	745	765
COELCHA	47	49	51	54	57	60	64	67	71	74	78	81	85	89	92	96	100	104	107	111	115
SOCOEPA	54	62	65	68	72	76	80	83	87	91	95	98	102	106	110	113	117	121	125	128	132
COOPREL	57	61	65	69	72	76	80	84	87	91	95	99	102	106	110	114	117	121	125	129	132
LUZ OSORNO	166	170	181	185	195	199	209	214	224	229	239	244	254	259	268	274	283	289	298	305	313
CRELL	135	143	152	160	169	177	186	194	203	212	220	229	238	246	255	264	272	281	290	298	307
MATAQUITO	397	401	405	410	414	419	424	428	433	438	443	447	452	457	462	467	473	478	483	488	494
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	31.185	32.066	33.003	33.947	34.904	35.869	36.847	37.821	38.808	39.799	40.795	41.795	42.807	43.809	44.841	45.891	46.932	47.967	48.992	50.032	51.075

Tabla 3.1.- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas distribuidoras considerando traspasos de clientes, 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 2023, 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 Coordinador², son los siguientes:

Sistema Zonal	Factor
Sistema A	1,01144
Sistema B	1,03045
Sistema C	1,02326
Sistema D	1,01482
Sistema E	1,03595
Sistema F	1,03354

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:

²<https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas-de-empresas-distribuidoras/armonizacion-tarifaria/factores-de-perdida-y-referenciacion-en-sistemas-zonales/2023-factores-de-perdida-y-referenciacion-en-sistemas-zonales/>

9

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	2.536	2.615	2.693	2.772	2.851	2.931	3.011	3.092	3.174	3.256	3.339	3.422	3.506	3.591	3.676	3.762	3.847	3.933	4.018	4.104	4.190
EMELCA	17	18	18	19	19	20	20	21	21	22	22	23	23	24	24	25	25	26	26	27	28
LITORAL	154	159	165	172	179	186	193	200	207	215	222	229	236	244	251	259	266	274	281	289	296
ENEL	10.440	10.647	10.875	11.109	11.345	11.585	11.827	12.072	12.320	12.570	12.824	13.081	13.340	13.603	13.870	14.138	14.407	14.675	14.944	15.212	15.481
TIL-TIL	17	17	17	17	18	18	18	18	19	19	19	19	19	20	20	20	20	20	20	21	21
EEPA	228	235	240	244	247	250	252	255	258	261	264	267	270	273	276	280	283	286	289	293	296
CGE	13.601	13.986	14.398	14.815	15.232	15.652	16.074	16.499	16.926	17.355	17.787	18.221	18.658	19.099	19.544	19.991	20.441	20.891	21.342	21.794	22.248
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	143	152	160	169	177	185	194	202	211	219	228	237	246	255	264	273	282	291	300	309	318
FRONTEL	1.271	1.347	1.422	1.498	1.574	1.650	1.726	1.803	1.881	1.958	2.036	2.114	2.193	2.272	2.351	2.431	2.510	2.590	2.669	2.749	2.829
SAESA	1.887	1.959	2.032	2.107	2.183	2.260	2.338	2.417	2.496	2.577	2.659	2.742	2.825	2.910	2.996	3.083	3.169	3.256	3.343	3.429	3.516
CODINER	89	91	93	94	97	98	100	101	103	104	106	108	109	95	97	114	117	117	102	103	103
EDECSA	56	57	58	59	60	62	63	65	66	67	69	71	72	74	76	78	80	81	83	85	87
CEC	102	105	109	114	118	123	127	132	136	141	146	151	155	160	165	171	176	180	185	190	195
LUZLINARES	161	165	169	174	180	185	190	196	201	207	213	219	225	231	237	244	250	257	263	269	276
LUZPARRAL	143	151	159	167	175	184	192	200	209	218	226	235	244	253	262	272	281	290	299	309	318
COPELEC	318	338	364	390	415	448	481	509	537	566	587	608	629	650	672	693	715	736	758	779	801
COELCHA	50	51	54	56	60	63	67	70	74	78	81	85	89	93	97	101	104	108	112	116	120
SOCOPEPA	54	62	65	69	73	76	80	84	88	91	95	99	103	106	110	114	118	122	125	129	133
COOPREL	57	62	65	69	73	77	80	84	88	92	95	99	103	107	110	114	118	122	126	129	133
LUZ OSORNO	167	171	182	186	196	200	211	215	225	230	240	245	255	261	270	276	285	291	300	306	315
CRELL	136	144	153	161	170	178	187	196	204	213	221	230	239	248	256	265	274	283	291	300	309
MATAQUITO	406	411	415	420	424	429	434	439	443	448	453	458	463	468	474	479	484	489	495	500	506
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	32.035	32.942	33.907	34.880	35.865	36.859	37.866	38.870	39.887	40.907	41.933	42.962	44.004	45.036	46.099	47.180	48.251	49.317	50.372	51.442	52.516

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

3.3. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

Las empresas distribuidoras CGE, Frontel, Saesa y CEC informaron traspasos de usuarios no sometidos a fijación de precios a régimen de tarifa regulada.

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

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE	23	98	112	117	121	124	128	131	134	138	141	145	148	152	155	159	162	166	169	173	177
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FRONTEL	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SAESA	23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOEP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	52	100	114	119	122	126	129	132	136	139	143	146	150	153	157	160	164	168	171	175	178

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

3.4. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios

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

Al respecto, CGE, Codiner, Edecsa, CEC y Copelec han informado el potencial traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres. Dichos traspasos, en algunos casos, ya se materializaron en los años previos y, en otros casos, comenzarían a partir del año 2024. En este sentido, existe un grupo de clientes que ya realizó el traspaso efectivo de cliente regulado a cliente libre -los que no son considerados en la proyección de traspasos contenida en el presente informe-, otro grupo que ya ha solicitado el traspaso pero que aún no concreta el cambio de régimen por el cumplimiento de los plazos señalados en el párrafo anterior y, finalmente, hay proyecciones de traspaso de clientes en base a distintos supuestos.

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

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE	22	44	46	48	49	50	51	53	54	55	57	58	59	61	62	63	65	66	68	69	70
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FRONTEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CODINER	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	1	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	24	46	49	51	52	54	55	57	58	60	61	63	64	66	67	69	70	72	74	75	76

Tabla 3.5.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes regulados a libre informada por empresas distribuidoras, a nivel Nacional. [GWh]

3.5. Generación Residencial

Mediante Of. Ord. CNE N° 178 se solicitó, a cada empresa distribuidora, incluir sus proyecciones de generación residencial. Las empresas Chilquinta, Emelca, Litoral, EEPA, CGE, Coopelan, Edecsa, CEC, LuzLinares, LuzParral, Copelec, Cooprel, y Crell proporcionaron información sobre generación residencial.

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

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
EMELCA	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
CGE	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
FRONTEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CEC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
LUZLINARES	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LUZPARRAL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COPELEC	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	5	6	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	78	79	79	80	80	80	81	81	82	82	83	83	84	84	85	86	87	87	88	89	91

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

3.6. Electromovilidad

Mediante Of. Ord. CNE N° 178 se solicitó, a cada empresa distribuidora, incluir sus proyecciones de consumo asociado a electromovilidad referente a consumo regulado. Las empresas Chilquinta, EEPA, CGE y Copelec proporcionaron información sobre electromovilidad.

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

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FRONTEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	-	1	4	4	5	5	5	10	12	12	13	13	14	15	15	16	16	20	20	21	21
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOPEA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	27	28	31	32	32	32	33	38	39	40	40	41	41	42	43	43	44	48	48	48	48

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

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

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

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	2.552	2.630	2.708	2.787	2.867	2.947	3.027	3.108	3.190	3.272	3.355	3.438	3.522	3.607	3.692	3.777	3.863	3.949	4.034	4.120	4.206
EMELCA	18	18	19	20	20	21	21	22	23	23	24	25	25	26	26	27	28	28	29	29	30
LITORAL	154	159	166	172	179	186	193	200	208	215	222	229	237	244	251	259	266	274	281	289	296
ENEL	10.440	10.647	10.875	11.109	11.345	11.585	11.827	12.072	12.320	12.570	12.824	13.081	13.340	13.603	13.870	14.138	14.407	14.675	14.944	15.212	15.481
TIL-TIL	17	17	17	17	18	18	18	18	19	19	19	19	19	20	20	20	20	20	20	21	21
EEPA	229	236	241	245	248	251	254	257	259	262	265	268	272	275	278	281	285	288	291	294	298
CGE	13.680	14.064	14.477	14.894	15.311	15.731	16.153	16.578	17.004	17.434	17.865	18.300	18.737	19.177	19.622	20.070	20.519	20.969	21.421	21.873	22.327
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	146	155	163	171	180	188	197	205	214	222	231	240	248	257	266	275	284	294	303	312	321
FRONTEL	1.271	1.347	1.422	1.498	1.574	1.650	1.726	1.803	1.881	1.958	2.036	2.114	2.193	2.272	2.351	2.431	2.510	2.590	2.669	2.749	2.829
SAESA	1.887	1.959	2.032	2.107	2.183	2.260	2.338	2.417	2.496	2.577	2.659	2.742	2.825	2.910	2.996	3.083	3.169	3.256	3.343	3.429	3.516
CODINER	89	91	93	94	97	98	100	101	103	104	106	108	109	95	97	114	117	117	102	103	103
EDECSA	57	58	59	61	62	63	65	66	67	69	70	72	74	75	77	79	81	83	85	87	88
CEC	103	107	111	115	119	124	128	133	138	142	147	152	157	162	167	172	177	181	186	192	197
LUZLINARES	162	166	170	175	181	186	191	197	202	208	214	220	226	232	238	245	251	257	264	270	277
LUZPARRAL	144	152	160	168	176	184	193	201	210	218	227	236	245	254	263	272	282	291	300	309	319
COPELEC	320	341	370	397	423	456	490	523	552	581	603	625	647	669	691	713	736	761	783	805	827
COELCHA	50	51	54	56	60	63	67	70	74	78	81	85	89	93	97	101	104	108	112	116	120
SOCOEPA	54	62	65	69	73	76	80	84	88	91	95	99	103	106	110	114	118	122	125	129	133
COOPREL	58	62	66	69	73	77	81	85	89	92	96	100	104	108	112	117	121	125	129	134	139
LUZ OSORNO	167	171	182	186	196	200	211	215	225	230	240	245	255	261	270	276	285	291	300	306	315
CRELL	136	144	153	161	170	178	187	196	204	213	222	230	239	248	256	265	274	283	291	300	309
MATAQUITO	406	411	415	420	424	429	434	439	443	448	453	458	463	468	474	479	484	489	495	500	506
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	32.140	33.048	34.017	34.991	35.977	36.972	37.980	38.989	40.008	41.029	42.055	43.086	44.129	45.163	46.227	47.309	48.381	49.452	50.508	51.580	52.655

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

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	2,6%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%
EMELCA	-7,1%	3,2%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,3%	2,4%	2,4%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%
LITORAL	1,7%	2,9%	4,3%	4,2%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%
ENEL	13,3%	2,0%	2,1%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%
TIL-TIL	-1,8%	0,8%	1,9%	2,2%	1,5%	1,4%	1,4%	1,3%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
EEPA	15,9%	3,1%	2,0%	1,5%	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%	1,1%	1,1%	1,1%
CGE	5,8%	2,8%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%
COOPERSOL																					
COOPELAN	10,7%	6,0%	5,4%	5,2%	4,9%	4,7%	4,5%	4,4%	4,2%	4,1%	4,0%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%
FRONTEL	5,5%	5,9%	5,6%	5,3%	5,1%	4,8%	4,6%	4,5%	4,3%	4,1%	4,0%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%
SAESA	2,1%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,5%
CODINER	27,4%	1,8%	1,8%	0,9%	3,2%	1,3%	2,0%	1,3%	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%	1,6%	-13,3%	2,2%	17,8%	2,2%	0,7%	-13,4%	0,8%	0,8%
EDECSA	2,8%	2,5%	1,9%	2,1%	2,1%	2,1%	2,2%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%
CEC	8,1%	3,7%	3,9%	4,0%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	2,2%	2,8%	2,8%	2,7%
LUZLINARES	1,2%	2,4%	2,5%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,4%
LUZPARRAL	5,6%	5,7%	5,1%	5,1%	4,9%	4,7%	4,6%	4,4%	4,3%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%
COPELEC	7,1%	6,5%	7,5%	7,0%	6,6%	8,0%	7,3%	5,8%	5,5%	5,3%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%
COELCHA	-3,1%	3,4%	4,5%	5,3%	5,6%	5,7%	5,6%	5,4%	5,2%	5,0%	4,8%	4,7%	4,5%	4,3%	4,2%	4,0%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%
SOCOEPA	7,3%	13,8%	5,2%	5,8%	5,5%	5,2%	4,9%	4,7%	4,5%	4,3%	4,1%	4,0%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%
COOPREL	11,5%	7,6%	5,7%	5,8%	5,4%	5,2%	4,9%	4,7%	4,5%	4,3%	4,1%	3,9%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%
LUZ OSORNO	7,2%	2,1%	6,3%	2,2%	5,6%	2,2%	5,1%	2,3%	4,6%	2,2%	4,2%	2,2%	3,9%	2,2%	3,6%	2,2%	3,3%	2,1%	3,1%	2,1%	2,9%
CRELL	5,7%	6,3%	5,9%	5,6%	5,3%	5,1%	4,8%	4,6%	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%
MATAQUITO	33064,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
DESA																					
TOTAL	7,4%	2,8%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,3%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%

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

3.8. Antecedentes de demanda histórica de clientes regulados

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

Respecto de la información de demanda histórica que sirve como antecedente para los análisis efectuados en el presente informe, se debe señalar que la Comisión solicitó a las empresas distribuidoras a través del Oficio Ordinario CNE N° 163 de fecha 14 de marzo de 2023, los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2000 a 2022, del total de clientes regulados suministrados por las empresas distribuidoras durante ese período, agrupándolos por punto de conexión.

A partir de esta solicitud, enviada a las empresas distribuidoras del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “SEN”, los datos de demanda históricos informados para el período 2010 a 2022, 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
EMELARI	254	276	290	299	312	320	330	339	314	292	274	282	289
ELIQSA	432	466	485	500	507	524	523	534	498	456	434	448	456
ELECDA SING	749	790	858	908	959	974	991	1.010	976	910	878	874	888
ELECDA SIC	18	19	19	23	24	21	21	21	16	14	14	14	15
EMELAT	571	618	641	675	702	675	690	647	507	470	435	443	454
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
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
EMELCA	14	15	15	15	15	16	17	17	18	17	15	17	18
LITORAL	71	72	80	85	91	95	102	108	115	121	123	139	149
ENEL	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
EEC	68	71	74	79	86	89	92	89	93	110	115	0	-
TIL-TIL	12	16	15	14	15	15	14	16	16	16	18	17	17
EEPA	222	227	246	248	267	273	291	256	220	215	205	210	193
LUZ ANDES	7	8	8	9	9	9	9	10	10	-	-	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
COOPERSOL	0	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2
COOPELAN	70	82	84	87	88	94	98	97	103	109	112	120	124
FRONTEL	815	867	924	970	1.022	1.060	1.060	1.008	990	966	978	1.069	1.152
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
CODINER	51	55	60	67	71	76	85	89	88	76	75	76	68
EDECSA	44	46	47	55	58	58	60	53	54	58	56	56	53
CEC	103	101	104	113	115	117	121	109	83	83	89	86	90

Empresa Dx	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
LUZLINARES	95	103	107	114	125	129	139	132	135	132	133	141	152
LUZPARRAL	59	66	69	80	92	97	104	104	190	98	112	117	130
COPELEC	114	125	130	144	157	169	187	196	207	224	245	265	284
COELCHA	42	48	52	53	57	59	63	46	46	46	51	56	49
SOCOEP	26	28	30	31	33	35	38	39	41	42	44	49	50
COOPREL	31	33	32	36	38	42	45	46	43	41	48	53	51
LUZ OSORNO	124	135	134	142	153	168	172	159	158	147	139	152	155
CRELL	63	71	80	83	85	86	87	97	100	102	109	119	128
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	1	1
TOTAL	25.882	27.405	29.174	31.021	32.350	33.207	33.854	32.926	30.759	28.989	27.608	28.438	29.036
SEN SING	1.436	1.534	1.633	1.708	1.779	1.820	1.845	1.885	1.790	1.660	1.588	1.606	1.635
SEN SIC	24.446	25.871	27.540	29.313	30.571	31.387	32.009	31.041	28.968	27.329	26.020	26.832	27.401

Tabla 3.9.-Demanda histórica 2010-2022 de clientes regulados por empresa distribuidora SEN a nivel de subestación primaria. [GWh]

En el Anexo 1 se presenta, a modo referencial, una distribución por punto de compra de los consumos reales por empresa distribuidora, correspondientes al año 2022. Asimismo, en el Anexo 2 se presenta, a modo referencial, una distribución mensual y horaria de los consumos reales por empresa distribuidora, correspondientes al mismo año.

3.9. Metodología de ajuste de previsión de demanda

Sobre la base de la información señalada en los puntos anteriores, y teniendo en consideración otras fuentes de información que se detallan en los numerales siguientes, esta Comisión ha considerado los modelos de proyección de demanda resultantes del estudio realizado por la consultora Systep, en sus resultados tendenciales asociados al crecimiento vegetativo de la población y del Producto Interno Bruto (PIB) de la economía, pero sin incluir efectos extratendenciales como eficiencia energética, traspasos de clientes regulados al régimen libre, generación residencial y electromovilidad.

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

Adicionalmente, para todas las distribuidoras se tuvo a la vista los consumos reales hasta agosto de 2023, 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 2023, 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 informe³. Para el corto plazo (2023-2025) se utilizó la proyección del PIB del Informe de Política Monetaria (Ipom) del Banco Central de Chile de septiembre de 2023⁴⁵ y para el largo plazo (2026-2043) la proyección del Informe de Finanzas Públicas del segundo trimestre de 2023⁶, según se muestra en la siguiente tabla⁷:

Año	Tasa Crecimiento PIB
2023	-0,25%
2024	1,75%
2025	2,50%
2026	2,40%
2027	2,40%
2028	2,40%
2029	2,40%
2030	2,40%

4 <https://www.bcentral.cl/contenido/-/detalle/informe-de-politica-monetaria-septiembre-2023>

5 Se considera el valor medio para cada año.

6 https://www.dipres.gob.cl/598/articles-313245_Informe_PDF.pdf

2031	2,40%
2032	2,40%
2033	2,40%
2034	2,40%
2035	2,40%
2036	2,40%
2037	2,40%
2038	2,40%
2039	2,40%
2040	2,40%
2041	2,40%
2042	2,40%
2043	2,40%

Tabla 3.10- Tasas de crecimiento de proyección del PIB, período 2023-2043 [%].

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

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	2,1%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%
EMELCA	3,9%	3,3%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,2%	2,3%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%
LITORAL	4,9%	2,9%	4,3%	4,2%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%
ENEL	4,1%	1,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%
TIL-TIL	8,7%	2,0%	1,9%	2,0%	1,4%	1,3%	1,3%	1,2%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
EEPA	3,6%	2,5%	2,0%	1,6%	1,3%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%
CGE	5,9%	2,5%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%
COOPERSOL	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
COOPELAN	7,2%	4,9%	5,5%	5,3%	5,0%	4,8%	4,6%	4,4%	4,3%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%
FRONTEL	7,7%	5,3%	5,5%	5,3%	5,1%	4,9%	4,6%	4,5%	4,3%	4,1%	4,0%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%
SAESA	7,1%	2,5%	3,7%	3,8%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%
CODINER	4,9%	1,9%	1,8%	1,8%	0,9%	3,2%	1,3%	2,0%	1,3%	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%	1,6%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	0,7%	0,8%	0,8%
EDECSA	-1,9%	2,5%	1,9%	2,1%	2,1%	2,1%	2,2%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%
CEC	-0,7%	2,5%	3,9%	4,2%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	2,5%	2,9%	2,8%	2,7%
LUZLINARES	2,4%	2,4%	2,5%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,4%
LUZPARRAL	8,9%	5,7%	5,1%	5,1%	4,9%	4,7%	4,6%	4,4%	4,3%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%
COPELEC	3,4%	5,6%	6,0%	5,7%	5,4%	5,1%	4,9%	4,7%	4,5%	4,4%	4,2%	4,1%	4,0%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%
COELCHA	1,5%	6,9%	6,9%	6,6%	6,1%	5,8%	5,5%	5,3%	5,0%	4,8%	4,6%	4,4%	4,2%	4,1%	3,9%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%
SOCOEPA	7,0%	13,8%	5,2%	5,8%	5,5%	5,2%	4,9%	4,7%	4,5%	4,3%	4,1%	4,0%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%
COOPREL	5,1%	6,7%	5,8%	5,9%	5,6%	5,3%	5,0%	4,8%	4,6%	4,4%	4,2%	4,0%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%
LUZ OSORNO	8,9%	1,8%	6,4%	2,2%	5,7%	2,2%	5,1%	2,2%	4,6%	2,2%	4,2%	2,2%	3,9%	2,2%	3,6%	2,2%	3,3%	2,1%	3,1%	2,1%	2,9%
CRELL	3,2%	6,0%	5,9%	5,6%	5,3%	5,1%	4,8%	4,6%	4,4%	4,2%	4,1%	3,9%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%
MATAQUITO	5,8%	1,3%	1,3%	1,4%	1,2%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,4%	1,3%	1,3%	1,2%	1,3%	1,3%	1,3%	1,4%	1,3%	1,3%
DESA	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%

Tabla 3.11- Tasas de crecimiento de proyección de demanda por empresa distribuidora, período 2023-2043 [%].

3.10. Eficiencia Energética

Con fecha 23 de mayo de 2023, a través del Oficio Ordinario CNE N° 351, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de eficiencia energética, para el período de planificación del presente informe. En el señalado oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentan las proyecciones y el detalle para las distintas empresas distribuidoras por tipo de cliente.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 13 de junio de 2023, a través de su Oficio Ordinario N° 847/2023, incluyéndose una planilla de cálculo y una minuta explicativa respecto de la metodología utilizada, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se asignaron las tasas de eficiencia energéticas entregadas por el Ministerio a cada distribuidora y por región, separando para clientes con potencia conectada menor a 500 kW asociándose a consumos Residenciales, y con potencia conectada mayor a 500 kW, asignándole los consumos Industriales a estos.

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

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LITORAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL	0	-1	-2	-4	-6	-7	-9	-11	-12	-13	-13	-14	-14	-13	-13	-12	-12	-11	-10	-9	-8
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CGE	0	0	-1	-1	-2	-2	-3	-4	-4	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-4	-3	-3	-2	-3	0
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPELAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FRONTEL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	0
SAESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CODINER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EDECSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZLINARES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZPARRAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COELCHA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOCOEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZ OSORNO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRELL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	0	-1	-3	-5	-8	-10	-13	-15	-17	-19	-20	-20	-19	-19	-18	-16	-15	-13	-11	-14	-7

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

3.11. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios

A partir del año 2016, se dieron condiciones de mercado muy favorables para los clientes libres en general, y en particular para aquellos ubicados en zonas de concesión de distribución y con potencia conectada entre 500 y 5000 kW. La marcada diferencia entre el precio de la energía que podían enfrentar como cliente regulado, comparado con el ofrecido como cliente libre, llevó a una migración masiva de clientes regulados hacia clientes libres.

La figura 3.11.1 muestra la energía comprometida al año 2020, en nuevos contratos suscritos por generadores para el suministro de clientes libres con potencia conectada de hasta 5000 kW, ubicados en zona de concesión, y por empresas distribuidoras para el suministro de sus clientes libres, junto al precio medio ponderado de energía, según el año en que tales contratos fueron suscritos. La figura 3.11.2 muestra el número de clientes asociados a la energía comprometida en 2020 en los contratos señalados en la Figura 3.11.1.

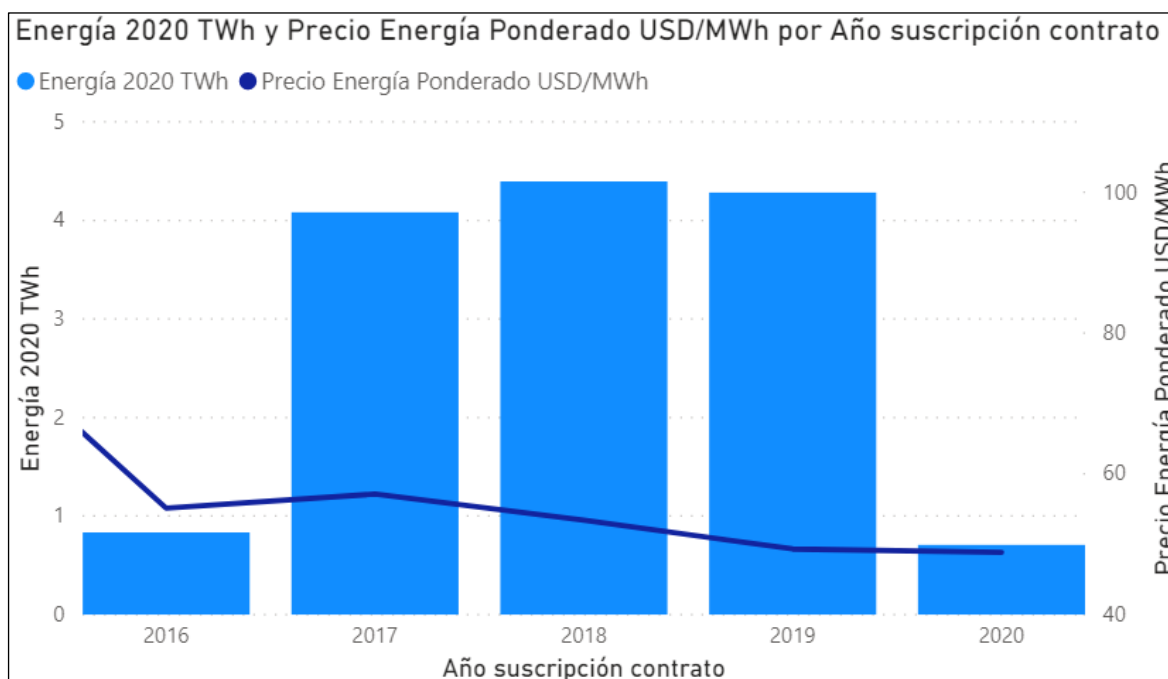


Figura 3.11.1: Energía comprometida por generadores y distribuidores en contratos con clientes libres ubicados en zonas de concesión de distribución

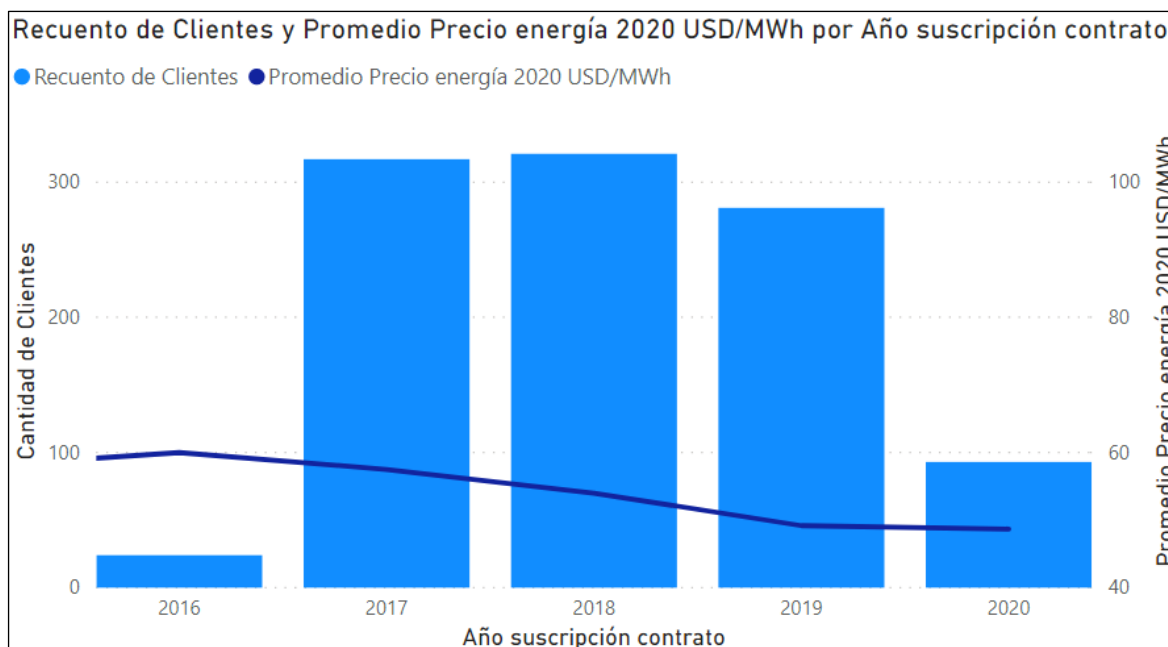


Figura 3.11.2: Número de clientes libres asociados a energía contratada

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

Con la información anterior, se desprende que en la actualidad ya se ha materializado el traspaso de la mayoría de los clientes regulados a libre, principalmente aquellos de mayor tamaño, para quienes los ahorros derivados del menor costo de la energía compensan los mayores costos de transacción asociados a la suscripción y administración de un contrato como cliente libre. La Tabla N°1 muestra, para el primer cuatrimestre de 2019 y 2020, la cantidad de nuevos clientes libres ubicados en zonas de concesión, con capacidad de hasta 5 MW, junto a la energía comprometida en sus contratos para 2020. Se observa una reducción de 32% en el número de nuevos clientes libres, y de 78% en la energía comprometida en sus contratos.

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

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

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

Dado lo anterior, para efectos de modelar el año 2023 se consideró la información presentada por las empresas distribuidoras, ajustado por la cantidad de energía disponible sobre 500 kW. Para el año 2024 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, y un 75% para el año 2025 y un 80% para el resto del horizonte de análisis.

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

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	1	36	56	61	63	65	67	69	70	72	74	76	78	80	82	83	85	87	89	91	93
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL	9	244	374	407	416	424	433	442	451	460	469	478	488	497	507	517	526	536	546	556	565
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	0	8	12	13	13	13	14	14	14	14	14	14	14	15	15	15	15	15	16	16	16
CGE	11	296	458	503	517	531	546	560	574	589	604	619	633	649	664	679	694	710	725	740	756
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	0	2	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	6	6	6	6
FRONTEL	0	12	19	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	32	33	34	35	36	37	38	39
SAESA	1	23	36	40	42	43	45	46	48	49	51	52	54	56	57	59	60	62	64	65	67
CODINER	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	0	8	13	14	15	15	16	17	17	18	18	19	20	20	21	22	22	23	24	24	25
LUZLINARES	0	3	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8
LUZPARRAL	0	4	6	7	7	7	8	8	8	9	9	9	10	10	11	11	11	12	12	12	13
COPELEC	0	5	7	8	9	9	10	10	11	11	12	12	13	13	14	14	15	15	15	16	16
COELCHA	0	1	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4
SOCOPEA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
LUZ OSORNO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	24	644	992	1.087	1.116	1.145	1.175	1.205	1.235	1.265	1.295	1.326	1.357	1.389	1.420	1.452	1.484	1.516	1.548	1.580	1.613

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

3.12. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

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

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE	23	98	112	115	118	121	125	128	131	135	138	141	145	148	152	155	159	162	166	169	173
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELAN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FRONTEL	5	5	5	6	6	6	7	7	7	8	8	8	8	9	9	9	10	10	10	11	11
SAESA	23	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	44	45
CODINER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EDECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEC	1	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3
LUZLINARES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZPARRAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COPELEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COELCHA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOCOEP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CRELL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	52	130	144	149	153	158	163	167	172	177	181	186	191	196	201	206	211	216	221	226	231

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

3.13. Generación Residencial

Con fecha 23 de mayo de 2023, a través del Oficio Ordinario CNE N° 351, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de Generación Residencial de conformidad con lo dispuesto en las leyes N° 20.571 y N° 21.118, para el período de planificación del presente informe. En el señalado Oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentaran las proyecciones y las desagregaciones que permitieran incluir los valores para las distintas empresas distribuidoras.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 13 de junio de 2023, a través de su Oficio Ordinario N° 847/2023, incluyéndose una planilla de cálculo y una minuta explicativa respecto de la metodología utilizada, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. Adicionalmente, para el año 2022 se consideró la información de la Superintendencia de Electricidad y Combustible respecto de las instalaciones inscritas en su trámite eléctrico TE4, siendo este dato el punto de inicio para la proyección, asignándose a cada distribuidora según las proporciones regionales de cada una. Finalmente, y en base a esto, se construyeron las tasas de crecimiento para considerar el resultado de largo plazo del Ministerio.

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

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	46	57	76	89	106	124	140	160	171	176	182	188	197	203	208	215	223	233	242	252	261
EMELCA	0	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
LITORAL	2	3	4	5	6	7	8	9	9	10	10	10	11	11	11	12	12	13	13	14	14
ENEL	465	645	800	979	1.188	1.444	1.640	1.899	2.036	2.117	2.180	2.257	2.355	2.471	2.555	2.602	2.644	2.694	2.771	2.890	2.940
TIL-TIL	1	1	1	2	2	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5
EEPA	12	16	20	25	30	36	41	48	51	53	55	57	59	62	64	66	67	68	70	73	74
CGE	478	663	851	1.061	1.313	1.614	1.833	2.089	2.221	2.306	2.376	2.446	2.526	2.610	2.677	2.729	2.783	2.846	2.925	3.000	3.052
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPELAN	1	1	2	2	3	3	4	4	5	5	5	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8
FRONTEL	19	28	38	51	76	113	133	157	171	178	183	186	190	192	195	196	198	200	202	203	204
SAESA	67	132	180	234	295	327	344	364	372	380	388	395	399	404	409	414	419	424	432	439	444
CODINER	3	4	6	8	13	20	23	27	30	31	32	32	32	32	32	32	32	33	33	33	33
EDECSA	1	1	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	6	6	6
CEC	1	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	6	6	6	6	7
LUZLINARES	3	4	5	6	7	8	9	10	10	11	11	12	12	13	13	14	15	15	16	16	17
LUZPARRAL	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13	13	14	15	16	16	17	17	18	19	19	20
COPELEC	9	12	15	18	22	26	31	37	42	46	49	52	55	59	60	62	63	65	67	69	70
COELCHA	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6
SOCOEPA	4	7	9	9	10	11	11	12	13	13	14	14	14	14	14	15	15	15	16	16	16
COOPREL	4	8	9	10	11	11	12	13	14	14	15	15	15	15	15	16	16	16	17	17	18
LUZ OSORNO	6	13	20	28	37	42	44	46	47	47	48	49	49	50	51	51	52	52	53	53	54
CRELL	5	10	16	23	31	35	36	38	38	39	39	40	40	41	42	42	43	43	43	44	44
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	1.133	1.613	2.062	2.564	3.165	3.843	4.333	4.940	5.260	5.457	5.618	5.791	5.997	6.221	6.393	6.511	6.630	6.767	6.951	7.174	7.296

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

3.14. Electromovilidad

Con fecha 23 de mayo de 2023, a través del Oficio Ordinario CNE N° 351, 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 13 de junio de 2023, a través de su Oficio Ordinario N° 847/2023, incluyéndose una planilla de cálculo y una minuta explicativa respecto de la metodología utilizada, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se consideró el escenario de referencia, y se incluyeron únicamente los consumos asociados a autos y taxis, dejando buses y trenes como consumos asociados a régimen de tarifas libres. La información se desagregó para cada distribuidora de acuerdo a la proporción de vehículos existente en cada región según la Encuesta Anual de Parque Vehicular 2020 del Instituto Nacional de Estadísticas, proporción que se asumió constante para el horizonte de proyección.

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

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	2	6	19	37	61	89	119	153	191	232	277	325	377	430	488	546	604	666	729	794	859
EMELCA	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	5	5	6	6	7	7
LITORAL	0	0	1	2	3	5	6	8	10	13	15	18	20	23	26	30	33	36	40	43	47
ENEL	7	22	70	136	223	325	436	561	700	851	1.017	1.193	1.383	1.578	1.788	2.002	2.216	2.442	2.672	2.910	3.150
TIL-TIL	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	4	4	4	5	5	6
EEPA	0	1	2	3	6	8	11	14	18	21	26	30	35	40	45	50	56	61	67	73	79
CGE	11	34	109	212	347	506	678	873	1.090	1.325	1.583	1.857	2.153	2.457	2.784	3.117	3.451	3.802	4.161	4.532	4.905
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
COOPELAN	0	0	1	1	2	3	4	5	7	8	10	11	13	15	17	19	21	23	25	27	30
FRONTEL	1	2	7	14	23	33	44	57	71	86	103	121	140	160	181	203	225	247	271	295	319
SAESA	1	4	13	25	41	60	80	103	128	156	186	219	253	289	328	367	406	448	490	533	577
CODINER	0	0	1	1	2	4	5	6	8	9	11	13	15	17	20	22	24	27	29	32	34
EDECSA	0	0	0	1	1	2	3	4	4	5	6	8	9	10	11	13	14	16	17	19	20
CEC	0	0	0	1	1	2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	15	16	18
LUZLINARES	0	0	1	2	3	5	6	8	10	12	15	17	20	23	26	29	32	35	38	42	45
LUZPARRAL	0	0	1	2	4	5	7	9	11	14	16	19	22	25	29	32	35	39	43	47	50
COPELEC	0	1	4	8	13	18	25	32	39	48	57	67	78	89	101	113	125	138	151	164	178
COELCHA	0	0	0	1	1	2	3	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	15	16	18	19
SOCOEP	0	0	0	1	1	2	3	4	5	5	7	8	9	10	12	13	14	16	17	19	20
COOPREL	0	0	0	1	2	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	14	15	17	19	20	22
LUZ OSORNO	0	1	2	3	5	7	10	13	16	19	23	27	32	36	41	46	51	56	61	66	72
CRELL	0	0	1	3	4	6	8	11	13	16	19	22	26	30	33	38	42	46	50	55	59
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	24	73	234	455	745	1.085	1.454	1.873	2.338	2.840	3.395	3.983	4.617	5.267	5.969	6.684	7.399	8.153	8.923	9.717	10.518

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

3.15. Proyecciones de demanda ajustadas

Las demandas anuales de clientes regulados por empresa distribuidora, proyectadas de acuerdo con lo indicado en los puntos 3.1 a 3.14 anteriores para el horizonte 2023 a 2043, y las tasas de crecimiento anual correspondientes a dicha demanda, son las que se presentan a continuación.

Empresa Dx/año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	2.500	2.536	2.589	2.667	2.752	2.840	2.934	3.028	3.135	3.251	3.372	3.496	3.621	3.751	3.886	4.022	4.156	4.291	4.429	4.568	4.708
EMELCA	19	20	20	21	21	22	23	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
LITORAL	158	162	169	176	184	192	200	208	217	226	236	246	256	266	276	287	297	308	319	330	340
ENEL	9.060	8.779	8.744	8.810	8.892	8.944	9.068	9.146	9.361	9.647	9.968	10.288	10.603	10.908	11.263	11.661	12.064	12.470	12.855	13.203	13.623
TIL-TIL	17	18	18	18	18	18	18	18	18	19	19	20	20	20	21	21	22	22	23	23	23
EEPA	191	184	181	181	181	179	179	178	181	185	190	195	200	205	211	218	225	232	239	245	252
CGE	13.578	13.557	13.721	14.006	14.311	14.591	14.970	15.336	15.852	16.433	17.057	17.698	18.354	19.017	19.725	20.457	21.188	21.929	22.663	23.415	24.191
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5
COOPELAN	137	141	148	156	164	173	181	190	199	208	218	227	237	247	257	267	278	288	299	309	320
FRONTEL	1.271	1.321	1.384	1.452	1.512	1.561	1.629	1.694	1.771	1.856	1.946	2.038	2.133	2.228	2.326	2.426	2.525	2.626	2.726	2.831	2.931
SAESA	1.989	1.958	1.983	2.020	2.055	2.123	2.209	2.296	2.398	2.503	2.613	2.726	2.846	2.967	3.091	3.218	3.345	3.474	3.601	3.730	3.861
CODINER	71	71	70	70	67	64	62	61	61	63	66	69	72	75	80	84	88	93	96	99	103
EDECSA	52	54	55	56	57	59	60	62	64	66	69	71	74	77	80	83	85	88	91	95	98
CEC	92	86	85	88	92	96	99	104	108	112	117	122	127	132	137	142	147	152	157	162	167
LUZLINARES	158	159	161	165	171	176	182	188	195	203	210	218	226	234	243	252	260	269	278	287	296
LUZPARRAL	143	147	152	159	168	176	185	194	204	214	225	236	247	258	270	282	293	306	317	330	342
COPELEC	295	306	322	341	360	381	402	422	444	468	495	521	549	577	607	638	668	699	731	763	796
COELCHA	51	53	56	60	64	68	72	76	80	84	89	94	98	103	108	113	118	123	128	134	139
SOCOEPA	52	56	59	62	66	70	74	77	82	86	91	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140
COOPREL	51	51	53	56	60	64	67	71	75	79	84	88	93	98	103	108	113	118	122	127	132
LUZ OSORNO	168	165	171	168	172	174	185	191	204	212	225	234	248	258	271	282	296	307	321	332	346
CRELL	131	134	138	141	143	150	159	169	179	190	202	213	225	237	249	261	273	286	299	312	325
MATAQUITO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
DESA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
TOTAL	30.189	29.962	30.285	30.879	31.513	32.124	32.964	33.736	34.856	36.138	37.521	38.927	40.362	41.797	43.350	44.974	46.603	48.247	49.865	51.471	53.178

Tabla 3.17A- Proyección de demanda de clientes regulados considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad a nivel Nacional, período 2023-2043. [GWh]

Empresa Dx/Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
CHILQUINTA	0,3%	1,5%	2,1%	3,0%	3,2%	3,2%	3,3%	3,2%	3,5%	3,7%	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,6%	3,5%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	3,1%
EMELCA	1,9%	3,0%	2,7%	3,1%	3,1%	3,0%	3,1%	3,0%	3,4%	3,6%	3,7%	3,6%	3,5%	3,6%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%
LITORAL	3,3%	2,7%	4,1%	4,4%	4,3%	4,2%	4,2%	4,1%	4,3%	4,3%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	4,0%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%
ENEL	-1,0%	-3,1%	-0,4%	0,8%	0,9%	0,6%	1,4%	0,9%	2,4%	3,1%	3,3%	3,2%	3,1%	2,9%	3,3%	3,5%	3,5%	3,4%	3,1%	2,7%	3,2%
TIL-TIL	4,0%	0,4%	1,0%	1,1%	0,4%	0,0%	0,7%	0,1%	1,4%	1,9%	2,2%	2,0%	1,9%	1,7%	2,0%	2,3%	2,3%	2,2%	2,0%	1,7%	2,2%
EEPA	-2,4%	-3,5%	-1,4%	-0,3%	-0,2%	-0,8%	0,2%	-0,5%	1,4%	2,3%	2,8%	2,7%	2,5%	2,3%	2,9%	3,3%	3,3%	3,2%	2,9%	2,4%	3,1%
CGE	2,4%	-0,2%	1,2%	2,1%	2,2%	2,0%	2,6%	2,4%	3,4%	3,7%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,7%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	3,3%	3,3%
COOPERSOL	2,4%	3,7%	4,2%	4,4%	4,5%	4,3%	4,8%	4,5%	5,4%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,2%	5,4%	5,1%	5,1%	5,1%	4,9%	4,8%	4,7%
COOPELAN	6,4%	3,6%	4,9%	5,3%	5,2%	5,1%	4,9%	4,7%	4,8%	4,7%	4,5%	4,4%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,6%	3,6%	3,4%
FRONTEL	6,5%	3,9%	4,8%	4,9%	4,1%	3,3%	4,3%	4,0%	4,5%	4,8%	4,8%	4,8%	4,6%	4,5%	4,4%	4,3%	4,1%	4,0%	3,8%	3,8%	3,5%
SAESA	4,8%	-1,6%	1,3%	1,8%	1,7%	3,3%	4,0%	3,9%	4,4%	4,4%	4,4%	4,3%	4,4%	4,3%	4,2%	4,1%	3,9%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%
CODINER	1,1%	-0,9%	-0,2%	-0,3%	-4,2%	-5,3%	-2,2%	-1,7%	0,2%	3,1%	4,0%	4,6%	4,8%	4,7%	5,5%	5,5%	5,2%	5,1%	3,3%	3,7%	3,3%
EDECSA	-3,8%	2,2%	1,7%	2,3%	2,4%	2,6%	2,8%	2,8%	3,3%	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,8%	3,9%	3,8%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,3%
CEC	-1,2%	-5,8%	-1,2%	3,1%	4,2%	4,1%	4,1%	4,1%	4,2%	4,2%	4,1%	4,1%	4,0%	3,9%	3,9%	3,8%	3,6%	3,1%	3,4%	3,4%	3,3%
LUZLINARES	0,3%	0,2%	1,4%	2,8%	3,2%	3,3%	3,3%	3,4%	3,7%	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,6%	3,4%	3,4%	3,2%	3,3%	3,2%
LUZPARRAL	6,3%	2,9%	3,7%	4,8%	5,1%	5,1%	5,0%	4,8%	5,1%	5,0%	5,0%	4,8%	4,7%	4,6%	4,6%	4,4%	4,2%	4,1%	3,9%	3,9%	3,7%
COPELEC	0,5%	3,6%	5,3%	5,8%	5,8%	5,8%	5,5%	4,9%	5,3%	5,5%	5,6%	5,4%	5,3%	5,1%	5,2%	5,1%	4,8%	4,6%	4,5%	4,4%	4,3%
COELCHA	-0,1%	4,7%	6,0%	6,6%	6,5%	6,2%	6,0%	5,5%	5,6%	5,6%	5,4%	5,2%	5,0%	4,8%	4,8%	4,7%	4,4%	4,3%	4,1%	4,1%	3,9%
SOCOPEA	-0,5%	9,0%	3,9%	5,8%	6,0%	6,0%	5,8%	5,1%	5,5%	5,4%	5,1%	5,0%	5,2%	5,0%	4,8%	4,6%	4,4%	4,2%	3,8%	3,7%	3,8%
COOPREL	-2,9%	-0,2%	3,7%	5,9%	6,2%	6,3%	6,1%	5,3%	5,7%	5,7%	5,3%	5,3%	5,5%	5,2%	5,1%	4,8%	4,6%	4,4%	3,9%	3,9%	4,0%
LUZ OSORNO	5,1%	-2,0%	3,6%	-1,5%	2,0%	1,4%	6,4%	3,1%	6,8%	3,9%	6,3%	4,0%	5,9%	3,9%	5,4%	3,8%	4,9%	3,7%	4,6%	3,6%	4,3%
CRELL	-0,4%	2,3%	3,1%	2,1%	1,5%	4,7%	6,0%	5,9%	6,4%	6,1%	6,0%	5,7%	5,5%	5,3%	5,1%	5,0%	4,7%	4,6%	4,5%	4,3%	4,1%
MATAQUITO	5,8%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
DESA		4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
TOTAL	1,5%	-0,8%	1,1%	2,0%	2,1%	1,9%	2,6%	2,3%	3,3%	3,7%	3,8%	3,7%	3,7%	3,6%	3,7%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,2%	3,3%

Tabla 3.17B- Tasas de crecimiento de demanda proyectada de clientes regulados considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad a nivel Nacional, período 2023-2043 [%].

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 suministro de energía de sus clientes sometidos a regulación de precios.

En el siguiente cuadro se detallan las licitaciones de suministro adjudicadas desde el 10 de noviembre de 2006 y cuyos contratos se encuentran vigentes, para efectos de considerar las respectivas energías adjudicadas en el presente análisis.

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

Tabla 4.1: Licitaciones de suministro y empresas distribuidoras participantes

El cómputo del nivel de contratación que se presenta a continuación considera los contratos pactados en forma previa a la publicación de la Ley N° 20.018, es decir los contratos a precios de nudo de corto plazo que aún se encuentren vigentes. Por otro lado, dicho cómputo no considera la energía que se licita en el proceso de licitación 2023/01 actualmente en curso⁸. Asimismo, el nivel de contratación ya no considera los 374 GWh asociados a los contratos de Huemul Energía SpA

⁸ El proceso licitatorio 2023/01, aprobado por Resolución Exenta CNE N°284 de 7 de julio de 2023, establece requerimientos de energía por 1.800 GWh/año con inicio el 2027 y 3.600 GWh/año con inicio el 2028. Dichos valores son susceptibles de ser modificados en virtud de los resultados de requerimientos de energía que arroje el presente informe.

respaldados por el proyecto Ckani, correspondientes a la Licitación 2015/01, cuyo término anticipado se aprobó con fecha 14 de julio de 2023⁹, ni tampoco incluye los 280 GWh asociados a los contratos de María Elena Solar S.A. del mismo proceso de licitación, cuyo término anticipado de contrato se encuentra en proceso de aprobación¹⁰.

Cabe señalar que el nivel de contratación correspondiente a Til-Til está contenido dentro de la contratación de Enel, en virtud de los mandatos de suministro que dicha empresa ha 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 2023-2042, respecto de las adjudicaciones de los procesos licitatorios realizados a la fecha y los contratos que se encuentran vigentes, y considerando tanto las componentes base (CB) como variable (CV) de los bloques de suministro, se puede apreciar en el siguiente gráfico:

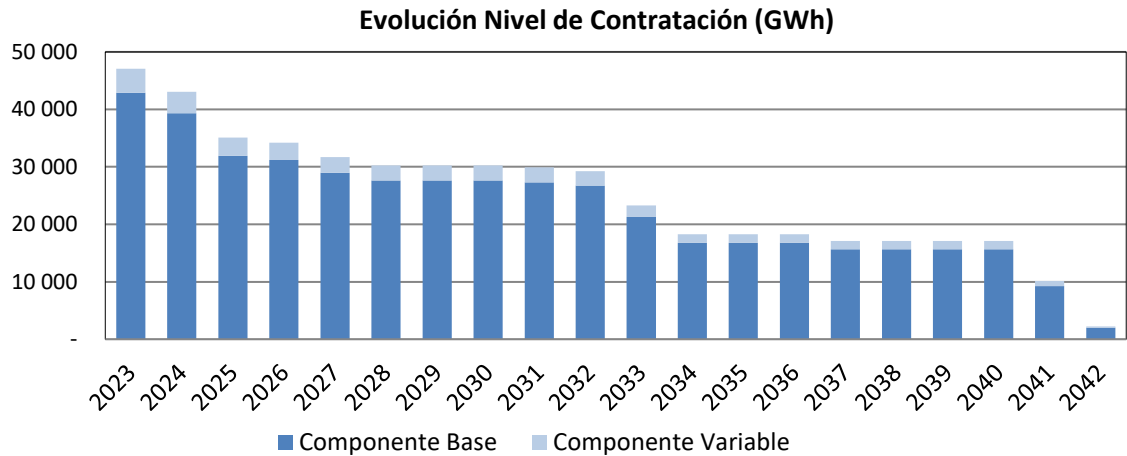


Figura 1.- Nivel de contratación de empresas distribuidoras [GWh]

Las tablas 4.2.A y 4.2.B siguientes presentan el detalle de la proyección de contratación de energía de cada empresa distribuidora, considerando sólo las componentes base de los bloques de suministro y la contratación total, respectivamente:

⁹ Resolución Exenta CNE N°292 del 14 de julio de 2023, que aprueba término anticipado de contratos de suministro de energía y potencia, respaldados por el proyecto Ckani.
¹⁰ Mediante Oficio Ord. CNE N° 667 de fecha 05 de octubre de 2023, la Comisión se pronunció respecto de que aprobará el término anticipado del contrato de suministro de energía y potencia suscrito entre María Elena Solar S.A., Compañía General de Electricidad S.A., Chilquinta Energía S.A, Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A. y Luzparral S.A., así como del resto de las respectivas empresas distribuidoras.

Concesionaria	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	3.586	3.082	2.482	2.634	2.301	2.206	2.202	2.200	2.172	2.121	1.697	1.360	1.360	1.360	1.273	1.273	1.273	1.273	739	159
EMELCA	25,83	19,07	15,09	21,34	18,02	17	17	17	17	17	12	9	9	9	8	8	8	8	5	1
LITORAL	131	128	93	155	115	105	104	104	101	98	76	60	60	60	57	57	57	57	31	8
ENEL	15.152	12.821	11.317	9.861	9.860	9.207	9.210	9.209	9.113	8.930	7.097	5.546	5.545	5.545	5.164	5.164	5.164	5.164	3.021	527
EEPA	336	298	267	222	216	212	213	214	213	209	164	126	126	126	118	118	118	118	69	13
CGE	18.480	17.598	13.655	13.938	12.466	12.006	12.007	12.012	11.880	11.636	9.337	7.439	7.438	7.438	6.962	6.962	6.962	6.962	4.133	973
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
COOPELAN	113	131	91	143	114	105	105	105	103	100	78	62	62	62	59	59	59	59	34	11
FRONTEL	1.286	1.268	965	1.048	963	926	924	922	909	889	704	549	550	551	516	516	516	516	318	85
SAESA	2.714	2.588	2.009	1.843	1.819	1.788	1.793	1.794	1.781	1.752	1.375	1.043	1.045	1.045	977	977	977	977	604	150
CODINER	93	106	75	92	79	76	76	77	76	74	56	41	41	41	39	39	39	39	22	7
EDECSA	83	70	53	80	62	59	59	59	58	56	44	35	35	35	33	33	33	33	18	5
CEC	140	141	109	100	97	96	96	96	96	94	68	46	46	46	43	43	43	43	25	7
LUZLINARES	174	173	116	161	130	122	121	120	118	114	90	71	71	71	67	67	67	67	39	12
LUZPARRAL	152	141	100	125	106	102	101	102	100	98	78	62	62	62	58	58	58	58	35	10
COPELEC	217	252	180	289	221	207	208	207	204	199	148	108	108	108	103	103	103	103	58	17
COELCHA	86	86	68	62	60	59	58	58	56	55	43	33	33	33	31	31	31	31	19	6
SOCOPEA	36	41	31	53	43	40	40	40	38	37	25	17	17	17	16	16	16	16	9	2
COOPREL	50	57	43	50	45	44	44	45	45	45	31	18	18	18	17	17	17	17	9	3
LUZ OSORNO	182	184	137	158	138	132	131	131	129	125	97	74	74	74	70	70	70	70	40	10
CRELL	129	117	96	132	106	101	100	100	98	95	69	48	48	48	45	45	45	45	24	5
MATAQUITO	0,0	0,0	0,0	2,6	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	43.167	39.302	31.903	31.172	28.962	27.613	27.613	27.614	27.310	26.747	21.294	16.749	16.750	16.751	15.660	15.660	15.660	15.661	9.255	2.016

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

Concesionaria	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	3.875	3.320	2.730	2.884	2.513	2.411	2.407	2.405	2.374	2.318	1.853	1.484	1.483	1.483	1.388	1.388	1.388	1.388	810	175
EMELCA	28,4	20,977	16,6	23,1	19,6	19	19	19	19	18	14	9	9	9	9	9	9	9	5	1
LITORAL	141	138	102	167	124	114	113	112	110	106	82	65	65	65	62	62	62	62	33	8
ENEL	16.716	14.127	12.473	10.845	10.825	10.091	10.094	10.093	9.986	9.784	7.763	6.055	6.053	6.053	5.634	5.634	5.634	5.634	3.312	580
EEPA	371	329	295	244	237	233	234	235	233	229	180	138	138	138	129	129	129	129	75	14
CGE	20.223	19.253	15.020	15.273	13.629	13.133	13.135	13.141	12.997	12.729	10.203	8.118	8.118	8.118	7.594	7.594	7.594	7.594	4.530	1.070
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
COPELAN	124	144	100	154	123	114	114	114	111	108	84	67	67	67	64	64	64	64	37	12
FRONTEL	1.414	1.394	1.061	1.144	1.053	1.013	1.011	1.008	994	973	769	598	599	600	562	562	562	562	347	93
SAESA	2.986	2.847	2.210	2.027	1.998	1.963	1.969	1.970	1.955	1.922	1.505	1.139	1.141	1.141	1.066	1.066	1.066	1.066	662	165
CODINER	102	117	83	100	86	83	83	84	83	81	61	44	44	44	42	42	42	42	24	8
EDECSA	90	76	58	87	68	64	64	64	63	61	48	38	38	38	36	36	36	36	20	5
CEC	154	155	120	110	107	105	105	106	105	103	75	50	50	50	47	47	47	47	27	7
LUZLINARES	188	186	128	174	141	133	132	131	128	125	98	77	77	77	73	73	73	73	43	14
LUZPARRAL	165	153	110	136	116	111	111	111	110	108	85	67	67	67	63	63	63	63	38	11
COPELEC	239	277	198	312	240	226	226	226	222	217	161	117	117	117	112	112	112	112	63	19
COELCHA	95	95	75	68	66	64	64	63	62	60	47	36	36	36	34	34	34	34	21	7
SOCOPEA	40	45	34	58	46	43	43	43	42	40	27	18	18	18	18	18	18	18	10	2
COOPREL	55	62	47	54	49	48	48	49	49	49	34	19	19	19	19	19	19	19	10	3
LUZ OSORNO	200	202	150	173	151	144	143	143	141	137	106	81	81	81	76	76	76	76	44	11
CRELL	142	129	106	143	115	110	110	109	107	104	75	52	52	52	49	49	49	49	26	5
MATAQUITO	-	-	-	2,8	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,02	-
DESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	47.347	43.071	35.118	34.178	31.711	30.226	30.227	30.227	29.893	29.274	23.275	18.276	18.276	18.277	17.078	17.078	17.078	17.078	10.142	2.216

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 2023 a 2042, 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 2029 en adelante, las empresas distribuidoras deben satisfacer su demanda con las componentes base de contratos propios, sin necesariamente considerar las componentes variables en el nivel de contratación de dicho período ni el uso del mecanismo de traspaso de excedentes establecido en el artículo 135° quáter de la Ley, de modo de mantener individualmente una holgura de contratación que permita absorber variaciones no esperadas de demanda. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que en algún año del período se observen altos niveles de excedentes globales en comparación a un déficit neto relativamente menor, se podrá evaluar que dicho déficit pueda ser cubierto con las componentes variables de los contratos, así como con el mecanismo de traspaso de excedentes.

En el corto plazo, correspondiente al período comprendido entre los años 2023 al 2028, ambos inclusive, se considera el eventual uso de las componentes variables de las empresas distribuidoras, así como el mecanismo de traspaso de excedentes para aportar a satisfacer las necesidades de suministro a corto plazo. Lo anterior sin perjuicio de las licitaciones de corto plazo que se estimen necesarias realizar en dicho período, y que permitan mantener un grado de holgura suficiente para absorber variaciones no esperadas de demanda, según lo establecido en el numeral 7, "Condiciones especiales de licitación", del presente informe.

De acuerdo a lo señalado, y considerando los niveles de contratación señalados en la tabla 4.2.B del numeral anterior, las necesidades de suministro a corto plazo de las empresas distribuidoras determinadas por la Comisión, así como el total de excedentes y déficits estimados, son los que se muestran en la siguiente tabla para el período 2023 a 2028:

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028
CHILQUINTA	1.375	784	141	216	-239	-429
EMELCA	9	1	-4	2	-2	-3
LITORAL	-16	-24	-67	-9	-60	-77
ENEL	7.639	5.331	3.711	2.016	1.915	1.130
EEPA	180	145	114	63	57	54

Empresa Dx	2023	2024	2025	2026	2027	2028
CGE	6.645	5.696	1.299	1.267	-682	-1.458
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0
COPELAN	-13	2	-48	-2	-41	-58
FRONTEL	142	73	-323	-308	-459	-548
SAESA	997	889	227	8	-57	-160
CODINER	31	47	12	30	19	19
EDECSA	37	22	3	31	11	5
CEC	62	68	34	22	15	10
LUZLINARES	29	28	-33	9	-30	-44
LUZPARRAL	22	6	-42	-24	-52	-65
COPELEC	-57	-29	-124	-29	-121	-155
COELCHA	44	42	19	8	2	-3
SOCOEPA	-12	-11	-25	-4	-19	-27
COOPREL	3	11	-6	-2	-10	-16
LUZ OSORNO	32	37	-21	4	-21	-30
CRELL	10	-6	-33	1	-28	-40
MATAQUITO	-1,30	-1,32	-1,34	1,42	-0,45	-0,67
DESA	-0,84	-0,87	-0,91	-0,94	-0,98	-1,02
Total Excedentes	17.258	13.182	5.560	3.679	2.019	1.218
Total Déficit	-100	-72	-728	-380	-1.822	-3.116

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 anterior, 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 2029 a 2042:

Empresa Dx	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	-732	-827	-962	-1.130	-1.674	-2.136	-2.261	-2.391	-2.613	-2.749	-2.883	-3.018	-3.690	-4.409
EMELCA	-5	-6	-7	-8	-14	-18	-19	-20	-22	-23	-24	-25	-30	-34
LITORAL	-95	-104	-116	-128	-160	-185	-195	-206	-219	-230	-241	-251	-288	-322
ENEL	124	46	-266	-736	-2.890	-4.761	-5.079	-5.383	-6.120	-6.518	-6.922	-7.329	-9.856	-12.699
EEPA	34	36	32	23	-26	-69	-74	-79	-93	-100	-107	-114	-170	-232
CGE	-2.963	-3.324	-3.972	-4.797	-7.721	-10.259	-10.916	-11.579	-12.763	-13.495	-14.226	-14.967	-18.531	-22.442
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELAN	-76	-85	-96	-109	-140	-165	-175	-185	-198	-209	-219	-229	-265	-298

Empresa Dx	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
FRONTEL	-704	-773	-862	-967	-1.242	-1.490	-1.583	-1.678	-1.810	-1.909	-2.009	-2.109	-2.409	-2.745
SAESA	-416	-502	-616	-751	-1.238	-1.683	-1.801	-1.922	-2.115	-2.242	-2.368	-2.497	-2.997	-3.580
CODINER	14	15	15	11	-9	-28	-31	-35	-41	-45	-50	-54	-73	-92
EDECSA	-2	-3	-6	-10	-25	-37	-39	-42	-47	-50	-53	-56	-73	-90
CEC	-4	-7	-12	-19	-49	-76	-81	-86	-94	-99	-104	-109	-132	-156
LUZLINARES	-61	-68	-77	-88	-120	-147	-155	-164	-176	-185	-193	-202	-239	-274
LUZPARRAL	-84	-92	-104	-116	-147	-174	-185	-196	-212	-224	-236	-248	-283	-320
COPELEC	-194	-214	-240	-269	-346	-414	-441	-469	-504	-535	-565	-596	-673	-746
COELCHA	-14	-18	-24	-30	-46	-61	-65	-70	-77	-82	-87	-92	-109	-127
SOCOEP	-34	-38	-43	-50	-65	-78	-83	-88	-94	-99	-104	-109	-121	-133
COOPREL	-23	-26	-30	-35	-53	-70	-75	-80	-86	-91	-95	-100	-113	-124
LUZ OSORNO	-54	-60	-75	-87	-128	-160	-174	-183	-201	-212	-226	-237	-280	-322
CRELL	-59	-69	-81	-95	-132	-165	-177	-189	-203	-216	-228	-241	-275	-307
MATAQUITO	-0,7	-0,7	-0,8	-0,8	-1,0	-1,0	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,2	-1,6	-1,7
DESA	-1,1	-1,1	-1,1	-1,2	-1,2	-1,3	-1,3	-1,4	-1,5	-1,5	-1,6	-1,6	-1,7	-1,8
Total Excedentes	172	97	46	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Déficit	-5.522	-6.219	-7.593	-9.426	-16.228	-22.178	-23.612	-25.046	-27.690	-29.314	-30.942	-32.586	-40.610	-49.456

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 en el período 2023-2028, existen requerimientos de energía para los años 2027 y 2028, ya que los excedentes totales de energía no logran cubrir los déficits que se presentan durante dichos años con una holgura adecuada. En consecuencia, es necesario ajustar los montos de energía licitados en el proceso 2023/01 actualmente en curso en consistencia con la actualización de requerimientos de energía determinada en el presente informe.
- **Largo Plazo:** Para los años 2029 en adelante, se aprecia un déficit neto relevante no cubierto por los contratos existentes, aún considerando la contratación de la totalidad de los requerimientos de energía de corto plazo antes indicados. Por lo tanto, se requerirá de nuevos procesos licitatorios que solventen dichas necesidades de suministro de largo plazo.

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 2023, los proyectos considerados en construcción de acuerdo a la Resolución Exenta N°275, de la Comisión, de fecha 30 de junio de 2023, que actualiza y comunica obras de generación en construcción, y aquellos proyectos que fueron presentados por los adjudicatarios de licitaciones de suministro a clientes regulados como respaldo de los compromisos adquiridos en dichas licitaciones, utilizándose diversos criterios dependiendo de la tecnología de cada una de las unidades generadoras para determinar su aporte de energía.

De esta forma, en el caso de las centrales hidráulicas se utilizó la generación promedio esperada hasta el año 2034, considerando la variabilidad natural y los efectos del cambio climático. En el caso de las centrales térmicas, se consideró la potencia máxima de las unidades, afectada por la indisponibilidad programada y forzada de la estadística de los últimos 5 años para cada unidad, publicada por el Coordinador, junto al cronograma de la primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón, 2019-2024, anunciado el día 4 de junio de 2019, actualizado el día 9 de diciembre de 2019 por el Ministerio de Energía, y todas las comunicaciones presentadas de acuerdo a lo que se indica en el Informe Técnico Preliminar de Precio de Nudo de Corto Plazo de junio 2023 en su numeral 1.6.¹¹

¹¹ Cabe tener presente que, para la determinación de la oferta potencial de energía, se establece un escenario conservador con respecto a la operación de las centrales en Estado de Reserva Estratégica, en atención a que en este para efectos de este cálculo son consideradas con una energía generable igual a cero en el horizonte analizado.

Para las centrales eólicas y solares, se utilizó el perfil de generación promedio esperado hasta el año 2034¹². 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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Energía disponible estimada anual [GWh]	141.352	154.291	154.562	157.049	159.366	158.557	153.318	150.405	149.520	149.450	149.450	149.450

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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Energía disponible estimada anual [GWh]	121.654	134.594	134.865	137.351	139.668	138.859	133.620	130.707	129.823	129.753	129.753	129.753

Tabla 6.2: Energía Disponible Anual Ajustada [GWh]

Por otra parte, es posible determinar el nivel de contratación que actualmente tiene cada una de las empresas participantes del mercado mayorista, en virtud de los contratos suscritos con sus clientes. Para ello, y con el objeto de disponer de antecedentes actualizados, la Comisión solicitó, a las empresas generadoras, mediante el Oficio CNE N°339 de fecha 19 de mayo de 2023 *“Informar en forma detallada los niveles de energía y potencia contratados por vuestra empresa desde el año 2023 hasta el año 2053, inclusive, considerando para lo anterior aquellos contratos*

¹² En consistencia con el Informe Técnico Preliminar de Precio de Nudo de Corto Plazo de junio 2023.

destinados a abastecer a clientes libres y clientes sometidos a regulación de precios que hayan iniciado o inicien suministro en el período previamente indicado”.

Adicionalmente, esta información fue contrastada y analizada con otros antecedentes que la Comisión dispone, como la información entregada por las empresas generadoras en relación a procesos de solicitud de antecedentes relativa a contratos de suministro efectuada con anterioridad, y con la información que el Coordinador debe disponer, de acuerdo a lo establecido en el artículo 78°-8 numeral f) de la Ley, que establece que el Coordinador debe mantener en el Sistema Público de Información, *“Información con las características principales respecto de los contratos de suministro vigentes entre empresas suministradoras y clientes, incluyendo al menos fecha de suscripción del contrato, plazos de vigencia, puntos y volúmenes de retiros acordados en los respectivos contratos, salvo aquellos aspectos de carácter comercial y económico contenido en los mismos”.*

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

Año	Cientes Regulados [GWh]	Cientes Libres Distribuidora [GWh]	Cientes Libres [GWh]	Total Energía contratada [GWh]
2023	47.341	1.116	59.427	107.883
2024	43.346	1.711	57.711	102.767
2025	35.391	1.289	55.221	91.902
2026	34.451	895	52.280	87.627
2027	31.983	316	49.496	81.795
2028	30.498	229	45.127	75.854
2029	30.498	149	41.580	72.227
2030	30.498	113	38.342	68.953
2031	30.163	-	29.485	59.648
2032	29.543	-	26.350	55.893
2033	23.543	-	24.822	48.365
2034	18.543	-	22.179	40.722

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]
2023	107.883	141.352	76%	33.468
2024	102.767	154.291	67%	51.524
2025	91.902	154.562	59%	62.661
2026	87.627	157.049	56%	69.422
2027	81.795	159.366	51%	77.571
2028	75.854	158.557	48%	82.703
2029	72.227	153.318	47%	81.090
2030	68.953	150.405	46%	81.452
2031	59.648	149.520	40%	89.872
2032	55.893	149.450	37%	93.557
2033	48.365	149.450	32%	101.086
2034	40.722	149.450	27%	108.728

Tablas 6.4: Margen de energía disponible [GWh]

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

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

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

7. Condiciones especiales de licitación

En consideración de las necesidades de suministro resultantes, de acuerdo a lo expuesto en el numeral 5 del presente informe, resulta necesario realizar una licitación de corto plazo para los años 2027 y 2028, en conformidad a las disposiciones establecidas en el artículo 135° bis de la Ley.

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

Año de Licitación	Inicio de Suministro	Volumen CB a licitar (GWh/año)
2023	2027	1.430
2023	2028	2.000
2024	2029	2.000
2025	2030	800
2026	2031	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 en las bases respectivas para conformar el Bloque de Suministro total, en conformidad a lo señalado en el artículo 32 del Reglamento de Licitaciones.

Cabe señalar que, durante el año 2023 la Comisión ha publicado el proceso licitatorio 2023/01 actualmente en curso, con el objeto de licitar las necesidades de suministro de los años 2027 y 2028. Dichas necesidades deberán ser actualizadas para considerar la actualización de la proyección de demanda y los nuevos requerimientos de energía de clientes regulados determinadas en el presente informe.

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

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

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

Anótese, notifíquese y archívese.

**SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

MOC/MFH/CLA/JMS/SCT/JCA

Distribución:

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