



**INFORME PRELIMINAR DE PREVISIÓN
DE DEMANDA
2022-2042**

**SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y
SISTEMAS MEDIANOS**

**DICIEMBRE 2022
SANTIAGO – CHILE**

RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe tiene por objeto realizar una previsión de demanda eléctrica para el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos para el período 2022-2042.

Atendido que, de conformidad con lo establecido en la Resolución Exenta N°668 de 21 de noviembre de 2017, de la Comisión Nacional de Energía, a partir del 21 de noviembre de 2017 se encuentra conformado el Sistema Eléctrico Nacional, para todos los efectos legales. En consecuencia, el presente informe considera que los dos sistemas eléctricos existentes hasta dicha fecha, esto es, el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande han pasado a conformar el Sistema Eléctrico Nacional. En virtud de lo anterior, el presente informe realiza una previsión de demanda eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional, sin perjuicio de las distinciones entre Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande que pueda realizar y que responden al nivel de desagregación de la información con que se elaboró este informe, la que en parte es anterior a la interconexión del Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande que dio lugar al Sistema Eléctrico Nacional.

Asimismo, se hace presente que la previsión de demanda de los Sistemas Medianos contenida en este informe corresponde a aquella determinada en el proceso de planificación y tarificación de los mismos, desarrollado por la Comisión Nacional de Energía durante el presente año, conforme lo dispuesto en el artículo 174 y siguientes del D.F.L. N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y demás disposiciones aplicables. A la fecha de emisión del presente informe técnico, los resultados del proceso de tarificación de Sistemas Medianos son de carácter preliminar, siendo esa la información utilizada.

La previsión de demanda eléctrica que se realiza en el presente informe distingue dos grupos de consumo: clientes regulados y clientes libres, cuyos antecedentes son entregados a nivel de subestación primaria y por punto de conexión correspondientemente. El informe se basa en los antecedentes entregados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución y el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y las herramientas de los estudios de demanda encargados por la Comisión Nacional de Energía. La previsión de demanda del Sistema Eléctrico Nacional se muestra en la Tabla 1. Asimismo, para los clientes regulados, la previsión presentada corresponde a la que se realizó para el proceso de Licitaciones 2022, contenida en el Informe de Licitaciones Definitivo del año 2022, aprobado por Resolución Exenta N°784, de la Comisión Nacional de Energía, de 17 de octubre de 2022.

PREVISIÓN DE DEMANDA			
SEN (GWh) (*)			
Año	Ciente Regulado	Ciente Libre	Sistema
2022	29.891	46.161	76.051
2023	29.273	48.822	78.095
2024	29.039	49.745	78.784
2025	29.878	50.654	80.532
2026	30.733	51.325	82.058
2027	31.565	51.482	83.047
2028	32.370	51.958	84.328
2029	33.306	52.420	85.726
2030	34.248	53.360	87.608
2031	35.452	53.695	89.147
2032	36.722	54.465	91.187
2033	38.137	55.272	93.409
2034	39.643	56.093	95.736
2035	41.199	56.983	98.182
2036	42.902	58.105	101.007
2037	44.712	59.195	103.907
2038	46.571	60.284	106.855
2039	48.469	61.323	109.792
2040	50.425	62.335	112.760
2041	52.419	65.075	117.494
2042	54.443	68.646	123.090

(*) expresado a nivel de subestación primaria.

Tabla 1.- Previsión de demanda SEN de clientes regulados y libres.

De acuerdo a lo observado en la Tabla 1, el consumo eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional aumentaría de 76.1[TWh] a 123.1 [TWh], lo que equivale a un aumento de un 61.85% en el período 2022-2042, con una tasa promedio anual de 2.44%, donde los clientes regulados presentan un crecimiento promedio de 3,04% y los clientes libres 2.00%.

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	5
2.	ANTECEDENTES.....	5
	2.1 Clientes Regulados	¡Error! Marcador no definido.
	2.1.1 Evolución histórica de demanda de clientes regulados.....	5
	2.3 Clientes Libres.....	¡Error! Marcador no definido.
	2.3.1 Evolución histórica de demanda de clientes libres	7
3.	PREVISIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES REGULADOS.....	8
	3.1. Previsión Ajustada de Demanda Anual de Clientes Regulados.....	8
	3.2. Análisis de los Antecedentes	8
	3.3. Eficiencia Energética.....	10
	3.4. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios.....	11
	3.5. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios.....	15
	3.6. Generación Eléctrica Residencial	15
	3.7. Electromovilidad.....	18
	3.8. Previsión de demanda anual ajustada	20
	3.9. Modulación Mensual	23
	3.10. Desagregación Espacial.....	23
4.	PREVISIÓN DE DEMANDA RESULTANTE	24
	4.1 Previsión total anual por tipo de cliente.....	27
5.	PREVISIÓN DE DEMANDA SISTEMAS MEDIANOS.....	29
	5.1 Antecedentes	29
	5.2 Modelación.....	¡Error! Marcador no definido.
	5.3 Previsión de Demanda.....	31
6.	PREVISIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA A CLIENTES REGULADOS	33

ESTUDIO DE PREVISIÓN DE DEMANDA 2022-2042

1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta N°641, de la Comisión Nacional de Energía en adelante “la Comisión”, de 30 de agosto de 2016, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, modificada por las Resoluciones Exentas CNE N°434 y N°603, ambas de 2017, en adelante “Resolución CNE N°641”, para cada fijación tarifaria, la Comisión debe elaborar una previsión de demanda de energía eléctrica. De acuerdo a lo anterior, esta previsión será utilizada en la determinación del precio de nudo de corto plazo y, asimismo, podrá ser utilizado en los demás procesos que desarrolla la Comisión, entre los que se encuentran las medidas de equidad tarifaria y reconocimiento de generación local, las fijaciones de precio de nudo promedio, los procesos de tarificación de la transmisión, el plan de expansión de la transmisión, los cargos de transmisión, el cargo por servicio público, entre otros.

Asimismo, en cada proceso tarifario, la Comisión puede revisar y actualizar la previsión de demanda, basándose, entre otros aspectos, en la evolución del consumo observado, la información de otros procesos tarifarios, las encuestas a clientes, la eficiencia energética, la información estadística, la opinión de expertos, la integración energética regional, así como también cambios en las expectativas económicas.

Para dar cumplimiento a lo anteriormente señalado, en el presente informe se muestra la previsión de demanda para el período 2022-2042 y los antecedentes que han sido utilizados como fundamento para su determinación.

2. ANTECEDENTES

2.1 Evolución histórica de demanda de clientes regulados

De acuerdo a lo señalado en los artículos 6° y 7° de la Resolución CNE N°641, la Comisión está facultada para solicitar la información que le permita elaborar la previsión de demanda de acuerdo a los plazos y criterios que ésta establezca.

Respecto de la información de demanda histórica que sirve como antecedente para los análisis efectuados en el presente informe, se debe señalar que la Comisión solicitó a las empresas distribuidoras, a través del Oficio Ordinario CNE N° 182 de fecha 10 de marzo de 2022, los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2015 a 2021, del total de clientes regulados suministrados por las empresas distribuidoras durante ese período, agrupándolos por punto de conexión.

A partir de esta solicitud, enviada a las empresas distribuidoras del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “SEN”, los datos de demanda históricos informados, adicionales a los ya disponibles por parte de esta Comisión, para el período 2006 a 2021, a nivel de subestaciones primarias de distribución, son los siguientes:

Empresa Dx	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
EMELARI	219	222	237	237	254	276	290	299	312	320	330	339	314	292	274	282
ELIQSA	344	364	384	379	432	466	485	500	507	524	523	534	498	456	434	448
ELECDA SING	634	664	685	706	749	790	858	908	959	974	991	1.010	976	910	878	874
ELECDA SIC	18	21	21	21	18	19	19	23	24	21	21	21	16	14	14	14
EMELAT	508	550	561	566	571	618	641	675	702	675	690	647	507	468	435	443
CHILQUINTA	1.765	1.879	1.861	1.952	2.044	2.160	2.288	2.418	2.526	2.573	2.599	2.479	2.373	2.305	2.263	2.355
CONAFE	1.248	1.443	1.368	1.426	1.509	1.545	1.644	1.739	1.810	1.820	1.878	1.813	1.770	1.699	1.568	1.633
EMELCA	12	13	13	12	14	15	15	15	15	16	17	17	18	17	15	17
LITORAL	68	71	70	69	71	72	80	85	91	95	102	108	115	121	123	139
ENEL DISTRIBUCIÓN	8.617	9.077	8.769	8.998	9.445	9.935	10.593	11.226	11.594	11.869	11.962	11.676	10.888	10.172	9.296	9.353
EEC	54	59	61	64	68	71	74	79	86	89	92	89	93	110	115	0
TIL-TIL	11	12	12	11	12	16	15	14	15	14	14	16	16	16	18	17
EEPA	197	199	201	201	222	227	246	248	267	273	291	256	220	215	205	210
LUZ ANDES	6	6	7	7	7	8	8	9	9	9	9	10	10	9	0	0
CGE DISTRIBUCIÓN	6.182	6.430	6.768	6.822	7.093	7.573	8.067	8.688	9.122	9.476	9.832	9.674	8.910	8.407	8.193	8.596
COOPERSOL	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	2
COPELAN	58	61	62	64	70	82	84	87	88	94	98	97	103	109	112	120
FRONTEL	670	710	839	799	815	867	924	970	1.022	1.060	1.060	1.008	990	966	978	1.069
SAESA	1.443	1.712	1.737	1.689	1.735	1.854	1.998	2.116	2.217	2.267	2.241	2.057	1.796	1.656	1.584	1.694
CODINER	48	50	49	48	51	55	60	67	71	76	85	89	88	76	75	76
EDECSA	43	45	47	41	44	46	47	55	58	58	60	53	54	58	56	56
CEC	81	87	96	93	103	101	104	113	115	117	121	109	83	83	89	86
LUZLINARES	51	71	85	86	95	103	107	114	125	129	139	132	135	132	133	141
LUZPARRAL	42	49	56	56	59	66	69	80	92	97	104	104	190	98	112	117
COPELEC	99	105	114	115	114	125	130	144	157	169	187	196	207	224	245	265
COELCHA	31	31	36	38	42	48	52	53	57	59	63	46	46	45	51	56
SOCOEPA	24	26	27	26	26	28	30	31	33	35	38	39	41	42	44	49
COOPREL	31	30	31	30	31	33	32	36	38	42	45	46	43	41	48	53
LUZ OSORNO	109	121	127	116	124	135	134	142	153	168	172	159	158	147	139	152
CRELL	40	47	55	56	63	71	80	83	85	86	87	97	100	102	109	119
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	1
TOTAL	22.653	24.155	24.380	24.727	25.882	27.405	29.174	31.021	32.350	33.206	33.854	32.926	30.759	28.993	27.608	28.438
SEN SING	1.196	1.250	1.306	1.322	1.436	1.534	1.633	1.708	1.779	1.820	1.845	1.885	1.790	1.661	1.588	1.606
SEN SIC	21.456	22.905	23.074	23.405	24.446	25.871	27.540	29.313	30.571	31.386	32.009	31.041	28.968	27.332	26.020	26.832

Tabla 2.1.- Evolución histórica 2006-2021 de la demanda de clientes regulados por Empresa Distribuidoras del SEN a nivel de subestación primaria (GWh).

2.2 Evolución histórica de demanda de clientes libres

Para la revisión de la previsión de demanda, la Comisión, a través de Oficio Ordinario N°151, de 03 de marzo de 2020, solicitó al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “Coordinador”, los retiros históricos de clientes regulados y libres para el período 2000 a 2019, solicitándosele, además, su actualización mensual con posterioridad.

A partir de la solicitud anteriormente señalada, los datos de demanda históricos, para el período 2000 a 2021, a nivel de la barra más próxima a su punto de conexión al sistema, son los siguientes:

Año	Cientes Libres
2000	17.376
2001	17.573
2002	18.148
2003	19.641
2004	20.752
2005	20.978
2006	22.017
2007	23.188
2008	23.706
2009	24.447
2010	27.860
2011	30.046
2012	31.408
2013	31.429
2014	31.878
2015	32.623
2016	32.746
2017	35.010
2018	39.991
2019	42.221
2020	43.702
2021	45.946

Tabla 2.2.- Evolución histórica de retiros de clientes libres informado por el Coordinador, periodo 2000-2021 del SEN (GWh).

3. PREVISIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES REGULADOS

3.1. Previsión Ajustada de Demanda Anual de Clientes Regulados

En consideración a lo dispuesto en el artículo 131° ter de la Ley, que establece la obligación de la Comisión de elaborar anualmente un Informe de Licitaciones, el cual debe contener las previsiones de demanda de los clientes regulados, las que están sujetas a la eventual resolución de discrepancias por parte del Honorable Panel de Expertos, se ha determinado que, por razones de consistencia de procesos regulatorios, las metodologías y modelos de proyección de demanda para clientes regulados del presente informe corresponden a las que se realizaron para el proceso de Licitaciones 2022, contenida en el Informe de Licitaciones Definitivo del año 2022, y aprobado por la Resolución Exenta N°784, de la Comisión Nacional de Energía, de 17 de octubre de 2022, en adelante “Resolución Exenta CNE N°784”. La metodología de cálculo se describe a continuación.

3.2. Análisis de los Antecedentes

A partir de la información recibida por parte de las empresas distribuidoras en respuesta al Of. Ord. CNE N°192, esta Comisión ha procedido al análisis y revisión de las proyecciones de demanda informadas, considerando los antecedentes que se disponen y ajustando las tasas de crecimiento según los criterios que se indican en el presente informe.

Cabe señalar que, según lo indicado en el referido Of. Ord. CNE N°192, la proyección de demanda se solicitó a nivel de subestaciones primarias, debiendo además referenciarse la energía respectiva a nivel del sistema de transmisión nacional en forma agregada, es decir, determinando la demanda de energía correspondiente a nivel del sistema de transmisión nacional, aplicando los respectivos factores esperados de pérdidas de energía determinados por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “Coordinador”, durante el mes de abril y correspondientes al mes de marzo, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 24 de la Resolución Exenta CNE N°778, de 2016, modificada por la Resolución Exenta CNE N°203, de 2017, la Resolución Exenta CNE N°558, de 2017, y la Resolución Exenta CNE N°703 de 2018, en adelante “Resolución Exenta CNE N°778”. Adicionalmente se solicitó acompañar la proyección de cada empresa con un informe que incluyera los antecedentes, la metodología y criterios utilizados en la proyección.

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

Las modelaciones consideradas por parte de esta Comisión son aquellas que muestran crecimientos tendenciales, es decir, sin incluir efectos por eficiencia energética, generación residencial, ni

electromovilidad ni traspasos de clientes regulados al régimen libre, los que se incluyen con posterioridad según se describe en los numerales siguientes.

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

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

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

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

Los antecedentes se encuentran disponibles en el sitio web <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/licitacion-2022/>

En referencia a cambios extra-tendenciales, se solicitó a las empresas distribuidoras informar eventuales cambios proyectados respecto de clientes no sometidos a regulación de precios, en adelante “clientes libres”, que opten por traspasarse al régimen de clientes regulados, clientes regulados que pasen a ser clientes libres, conexión de nuevos clientes regulados, generación residencial y electromovilidad, todo ello de forma adicional al crecimiento vegetativo de la demanda explicado por las tasas tendenciales de crecimiento.

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 asociado a crecimiento vegetativo, pero sin incluir efectos extratendenciales como eficiencia energética, traspasos de clientes regulados al régimen libre, generación residencial y electromovilidad.

3.3. Eficiencia Energética

Con fecha 3 de mayo de 2022, a través del Oficio Ordinario CNE N° 292, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de eficiencia energética, para el período de planificación del presente informe. En el señalado oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentan las proyecciones y el detalle para las distintas empresas distribuidoras por tipo de cliente.

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

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

Empresa Dx	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2
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 DISTRIBUCIÓN	0	0	-1	-2	-4	-6	-7	-9	-10	-12	-13	-13	-13	-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	0	-1	-1	-2	-2	-3	-4	-4	-5	-5	-5	-5	-5	-4	-4	-3	-3	-2	-3
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	0	-2
SAESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	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
SOCOPEPA	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	1	0	-1	-3	-5	-7	-10	-12	-14	-16	-18	-19	-19	-18	-17	-16	-15	-14	-12	-10	-12

Tabla 3.1.- Proyección de ahorros de consumo eléctrico por efecto de medidas de eficiencia energética a nivel de subestación Primaria [GWh]

3.4. 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 a clientes libres.

La figura 3.1.1 muestra la energía comprometida al año 2020, en 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 3.1.2 muestra el número de clientes asociados a la energía comprometida en 2020 en los contratos señalados en la Figura 3.1.1.

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

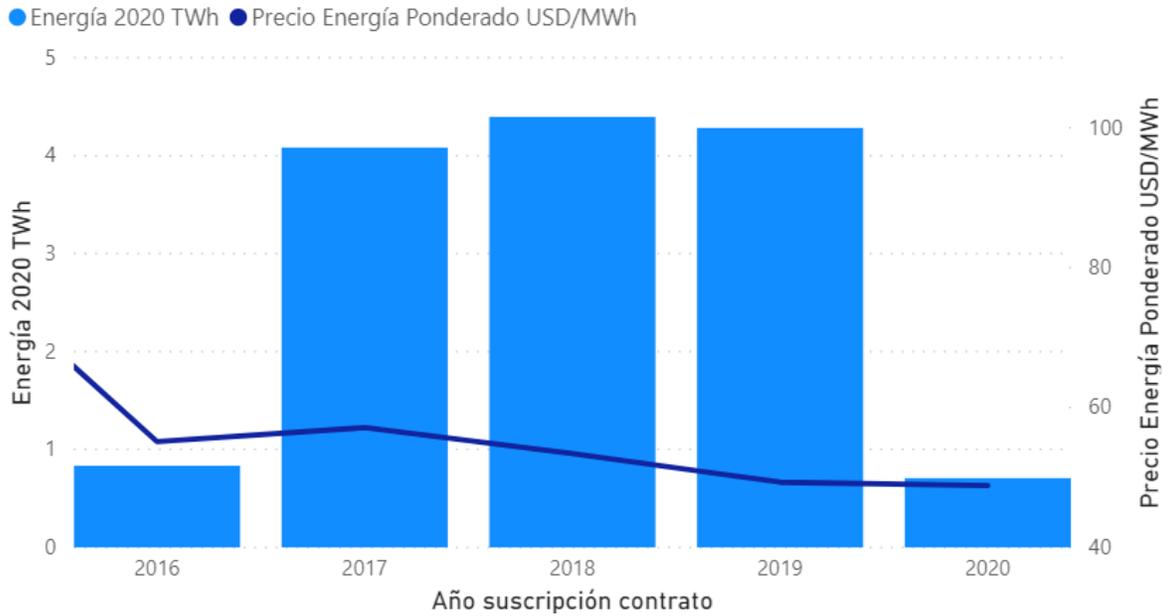


Figura 3.1.1: Energía comprometida por generadores y distribuidores en contratos con clientes libres ubicados en zonas de concesión de distribución

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



Figura 3.1.2: 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°3.3.1 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 3.2.1: Nuevos contratos suscritos entre enero y abril 2019-2020.

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

Dado lo anterior, para efectos de modelar el año 2022 y 2023 se consideró la información presentada por las empresas distribuidoras, ajustado por la cantidad de energía disponible sobre 500 kW para el año 2023. Adicionalmente, en este informe se consideró como límite de traspasos para el año 2023 un 75% del total de la energía estimada para los clientes con potencia conectada sobre 500 kW, y un 80% para el resto del horizonte de análisis.

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

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

Tabla 3.2.2.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes regulados a libre CNE, a nivel de subestación primaria [GWh]

3.5. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

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

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

Tabla 3.3- Proyección de demanda a traspasarse de clientes libre a regulado CNE, a nivel de subestación primaria [GWh]

3.6. Generación Eléctrica Residencial

Con fecha 3 de mayo de 2022, a través del Oficio Ordinario CNE N° 292, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de Generación Residencial de conformidad con lo dispuesto en las leyes N° 20.571 y N° 21.118, para el período de planificación del presente informe. En el señalado Oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentaran las proyecciones y las desagregaciones que permitieran incluir los valores para las distintas empresas distribuidoras.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 20 de junio de 2022, a través de su Oficio Ordinario N° 928, incluyéndose una planilla de cálculo y una minuta explicativa respecto de la metodología utilizada, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se consideró únicamente las proyecciones de generación distribuida residencial, las que fueron asignadas a cada distribuidora por región en base a sus consumos proyectados para cada año. Adicionalmente, para el año 2022 en aquellos casos donde se tuviera información oficial

proveniente de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) del proceso de Costos de Explotación 2021, se utilizó dicha información.

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

Empresa Dx	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	6	9	13	19	23	29	35	41	48	51	54	56	58	60	64	67	70	73	76	78	80
EMELCA	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
LITORAL	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
ENEL DISTRIBUCIÓN	93	206	338	486	631	804	1.021	1.212	1.453	1.574	1.708	1.780	1.830	1.911	1.982	2.023	2.054	2.087	2.120	2.153	2.189
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
EEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CGE DISTRIBUCIÓN	21	34	49	68	90	120	168	203	242	251	262	278	297	309	329	360	389	405	423	440	458
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELAN	0	1	1	1	2	2	3	3	5	5	5	5	6	6	6	6	6	7	7	7	7
FRONTEL	4	9	17	25	36	56	89	109	133	149	157	160	163	164	167	168	170	172	174	176	177
SAESA	4	23	77	142	211	259	284	300	320	329	339	346	351	359	368	375	382	387	392	398	411
CODINER	0	1	2	4	6	9	15	19	23	26	27	27	28	28	28	28	28	28	28	28	29
EDECSA	0	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	5
CEC	0	1	1	1	2	2	2	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5
LUZLINARES	1	2	2	3	4	5	6	7	8	8	9	9	9	10	10	11	11	12	12	13	13
LUZPARRAL	1	2	3	3	4	5	7	7	9	10	10	11	11	12	12	13	13	14	14	15	15
COPELEC	3	5	7	9	12	16	20	24	32	36	38	42	43	44	47	48	49	50	53	54	55
COELCHA	0	0	1	1	1	2	2	2	3	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5
SOCOPEA	0	1	4	7	8	8	9	9	10	11	11	12	12	12	13	13	14	14	14	14	14
COOPREL	0	1	4	7	8	9	9	10	11	12	12	13	13	13	14	14	15	15	15	15	16
LUZ OSORNO	0	2	8	16	26	34	37	39	41	42	43	44	44	45	46	46	47	48	48	49	51
CRELL	0	2	6	13	22	28	31	32	34	35	35	36	36	37	37	38	38	39	39	40	42
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	137	300	533	807	1.088	1.391	1.740	2.025	2.380	2.551	2.723	2.832	2.915	3.026	3.139	3.227	3.305	3.369	3.435	3.500	3.578

Tabla 3.4.- Proyección de generación residencial, a nivel de subestación primaria [GWh]

3.7. Electromovilidad

Con fecha 3 de mayo de 2022, a través del Oficio Ordinario CNE N° 292, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país para el horizonte de proyección del presente informe. En el señalado oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentaran las proyecciones y las desagregaciones que permitieran incluir los valores para las distintas empresas distribuidoras.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 20 de junio de 2022, a través de su Oficio Ordinario N° 928, incluyéndose una planilla de cálculo y una minuta explicativa respecto de la metodología utilizada, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe. En particular, se consideró el escenario de Recuperación Económica, que corresponde al más conservador, y se incluyeron únicamente los consumos asociados a autos y taxis, dejando buses y trenes como consumos asociados a régimen de tarifas libres. La información se desagregó para cada distribuidora de acuerdo a la proporción de vehículos existente en cada región según la Encuesta Anual de Parque Vehicular 2020 del Instituto Nacional de Estadísticas, proporción que se asumió constante para el horizonte de proyección.

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

Empresa Dx	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	0	1	3	8	16	27	39	52	67	84	102	122	143	166	190	215	240	266	293	321	349
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3
LITORAL	0	0	0	0	1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	16	17	19
ENEL DISTRIBUCIÓN	0	0	1	4	7	11	17	22	29	36	44	52	61	71	81	92	103	114	125	137	149
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EEPA	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	4
CGE DISTRIBUCIÓN	7	15	47	149	291	477	694	931	1.198	1.496	1.817	2.172	2.548	2.954	3.370	3.819	4.276	4.734	5.216	5.709	6.217
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COPELAN	0	0	0	0	1	1	2	3	3	4	5	6	7	9	10	11	12	14	15	17	18
FRONTEL	0	1	2	7	13	21	31	42	54	67	81	97	114	132	151	171	191	212	233	256	278
SAESA	1	1	4	14	27	45	65	87	112	140	170	203	238	276	315	357	399	442	487	533	581
CODINER	0	0	0	1	2	3	5	6	8	10	12	15	17	20	23	26	29	32	36	39	42
EDECSA	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	5	6	6	7	7	8
CEC	0	0	1	2	4	6	9	12	16	20	24	29	34	39	45	51	57	63	70	76	83
LUZLINARES	0	1	2	5	10	16	24	32	41	51	62	74	87	101	116	131	147	162	179	196	213
LUZPARRAL	0	0	1	5	9	15	22	29	37	47	57	68	79	92	105	119	133	147	162	178	194
COPELEC	0	0	0	1	2	4	5	7	9	11	13	16	19	22	25	28	31	35	38	42	46
COELCHA	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	5	6	6	7	7	8
SOCOEPA	0	0	0	1	2	3	5	7	8	10	13	15	18	21	24	27	30	33	36	40	43
COOPREL	0	0	0	1	2	4	5	7	9	11	14	16	19	22	25	29	32	36	39	43	47
LUZ OSORNO	0	0	0	1	2	3	4	6	7	9	11	13	16	18	21	24	27	29	32	35	39
CRELL	0	0	0	1	1	2	3	4	6	7	8	10	12	14	16	18	20	22	24	27	29
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	10	20	63	201	392	642	935	1.253	1.613	2.014	2.447	2.925	3.431	3.978	4.538	5.142	5.758	6.374	7.023	7.687	8.371

Tabla 3.5.- Proyección de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país, a nivel de subestación primaria [GWh]

3.8. Previsión de demanda anual ajustada

Las demandas anuales de clientes regulados proyectadas por esta Comisión de acuerdo a lo indicado en los numerales anteriores, por Empresa Distribuidora y a nivel de Subestación Primaria, para el horizonte 2022 a 2042, son las que se presentan a continuación:

Empresa Dx	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	2.364	2.241	2.287	2.394	2.502	2.607	2.710	2.817	2.926	3.042	3.162	3.285	3.412	3.542	3.673	3.807	3.942	4.078	4.215	4.355	4.495
EMELCA	18	19	20	21	23	25	27	29	31	33	36	39	42	45	48	52	56	59	64	68	72
LITORAL	147	153	159	166	173	180	187	194	201	209	216	224	231	239	247	255	263	271	279	287	295
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.671	9.160	8.976	9.031	9.073	9.058	8.985	8.948	8.867	8.915	8.957	9.068	9.210	9.328	9.464	9.635	9.818	9.998	10.178	10.359	10.537
TIL-TIL	16	16	16	16	16	16	16	16	17	17	17	17	17	17	18	18	18	18	18	19	19
EEPA	213	211	215	220	225	231	236	242	247	253	259	265	272	278	285	292	299	306	313	320	328
CGE DISTRIBUCIÓN	13.128	13.140	12.997	13.532	14.089	14.650	15.211	15.815	16.453	17.160	17.899	18.675	19.477	20.326	21.187	22.076	22.978	23.893	24.833	25.785	26.755
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4
COPELAN	130	138	148	158	169	179	189	199	208	218	229	239	250	260	270	281	292	302	313	324	334
FRONTEL	1.137	1.137	1.156	1.192	1.228	1.258	1.278	1.314	1.351	1.399	1.461	1.531	1.605	1.685	1.792	1.906	2.025	2.149	2.278	2.410	2.549
SAESA	1.833	1.809	1.778	1.797	1.821	1.874	1.959	2.066	2.184	2.327	2.483	2.657	2.847	3.049	3.333	3.638	3.955	4.290	4.641	5.002	5.366
CODINER	79	79	80	81	80	81	77	77	76	77	79	83	87	91	95	100	105	111	115	119	123
EDECSA	58	59	60	62	65	67	69	71	73	75	78	81	83	86	89	92	95	98	101	104	107
CEC	87	81	82	86	91	97	103	109	115	122	130	138	146	155	164	173	182	192	202	212	222
LUZLINARES	147	143	147	157	169	181	194	209	224	241	259	278	298	319	341	364	387	411	435	460	485
LUZPARRAL	131	132	136	147	159	171	185	199	214	231	249	267	287	308	329	352	374	397	421	445	469
COPELEC	288	304	326	353	381	411	443	476	513	557	606	658	716	778	844	916	993	1.074	1.162	1.258	1.360
COELCHA	60	62	66	71	76	80	84	89	93	97	101	106	110	114	119	123	128	132	136	141	146
SOCOEPA	45	45	44	44	45	47	50	52	55	58	61	65	69	73	76	81	85	90	94	99	104
COOPREL	51	52	52	52	54	57	61	64	68	72	76	81	87	92	98	104	111	118	126	135	144
LUZ OSORNO	158	155	152	152	149	149	153	159	164	172	180	188	197	205	215	224	234	244	254	263	272
CRELL	126	133	138	141	141	144	150	157	164	172	179	187	194	202	209	217	224	232	240	247	254
MATAQUITO	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3
DESA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
TOTAL	29.891	29.273	29.039	29.878	30.733	31.565	32.370	33.306	34.248	35.452	36.722	38.137	39.643	41.199	42.902	44.712	46.571	48.469	50.425	52.419	54.443

Tabla 3.6.A.- Previsión ajustada de demanda de clientes regulados de Empresas Distribuidoras del SEN en el período 2022-2042, considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad, a nivel de Suestación Primaria de distribución (GWh).

Empresa Dx	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
CHILQUINTA	0%	-5%	2%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%
EMELCA	9%	4%	5%	7%	8%	7%	7%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	7%	7%	7%	7%	7%	6%
LITORAL	6%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
ENEL DISTRIBUCIÓN	3%	-5%	-2%	1%	0%	0%	-1%	0%	-1%	1%	0%	1%	2%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
TIL-TIL	-9%	-1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
EEPA	2%	-1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
CGE DISTRIBUCIÓN	7%	0%	-1%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
COOPERSOL	-1%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	5%	5%	4%	4%
COOPELAN	8%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%
FRONTEL	6%	0%	2%	3%	3%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
SAESA	8%	-1%	-2%	1%	1%	3%	5%	5%	6%	7%	7%	7%	7%	7%	9%	9%	9%	8%	8%	8%	7%
CODINER	5%	0%	1%	1%	0%	0%	-4%	0%	-1%	1%	3%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	3%	4%
EDECSA	3%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
CEC	1%	-8%	1%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	5%
LUZLINARES	5%	-3%	3%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	8%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	6%	5%
LUZPARRAL	11%	1%	3%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	7%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	6%	5%
COPELEC	8%	6%	7%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	9%	9%	9%	9%	9%	8%	9%	8%	8%	8%	8%	8%
COELCHA	7%	4%	7%	7%	6%	6%	5%	5%	4%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%
SOCOEPA	-9%	1%	-3%	-1%	4%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	6%	5%	5%	5%	5%	5%
COOPREL	-4%	2%	-1%	1%	5%	6%	6%	6%	5%	6%	6%	7%	7%	6%	6%	7%	6%	7%	7%	7%	7%
LUZ OSORNO	4%	-2%	-2%	0%	-2%	0%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	3%
CRELL	6%	6%	4%	2%	0%	2%	4%	5%	4%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%
MATAQUITO	14%	2%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%
DESA		6%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
TOTAL	5,1%	5,1%	-2,1%	-0,8%	2,9%	2,9%	2,7%	2,5%	2,9%	2,8%	3,5%	3,6%	3,9%	3,9%	3,9%	4,1%	4,2%	4,2%	4,1%	4,0%	4,0%

Tabla 3.6.B.- Previsión ajustada de demanda de clientes regulados de Empresas Distribuidoras del SEN en el período 2022-2042, considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad, a nivel de Suestación Primaria de distribución. [%]

3.9. Modulación Mensual

La modulación mensual corresponde a la participación porcentual de energía de cada mes dentro de la energía anual total, es decir, de la previsión anual de demanda anteriormente descrita. Estos valores se calculan considerando las modulaciones mensuales informadas por las Empresas Distribuidoras en las respuestas al Oficio Ordinario CNE N°192.

3.10. Desagregación Espacial

La desagregación geográfica de la demanda de clientes regulados, esto es, la desagregación por barra de la previsión anual de demanda se realiza en consistencia con las cantidades informadas por las propias Empresas Distribuidoras en sus respuestas al Oficio Ordinario CNE N°192.

4. Proyección de demanda de clientes libres

En conformidad a lo establecido en los artículos 6° y 7° de la Resolución CNE N°641, y en el marco de la preparación de antecedentes para el cálculo de la previsión de la demanda eléctrica, corresponde actualizar la información y proyección de demanda del SEN.

En razón de lo anterior, la Comisión solicitó al Coordinador, mediante el Oficio Ordinario CNE N° 367, de 01 de junio de 2022, la proyección mensual de consumos de energía y potencia horaria máxima para el periodo 2022-2042 de cada cliente libre del sistema, indicando si corresponde a un cliente suministrado por Empresas Distribuidoras o Empresas Generadoras. La respuesta del Coordinador comprende dos fuentes de información, encuestas a grandes clientes libres, en las que se les solicita a las empresas que envíen sus proyecciones de energía y potencia con resolución mensual para cada una de las barras donde efectúan retiros, indicando si la información enviada corresponde a instalaciones existentes y/o nuevos proyectos. Para el resto de los clientes libres se realiza un modelo econométrico que utiliza como variable de entrada las proyecciones económicas de IMACEC, precio de energía de cliente regulados, población, vivienda, entre otros y como salida entrega la proyección de demanda mensual para cada una de las barras del SEN.

En cuanto a la metodología de proyección se consideró como base lo presentado por el Coordinador en cuanto a las encuestas de grandes clientes y tasas de crecimientos resultantes de sus modelos econométricos, y la información proporcionada tanto por las empresas distribuidoras y generadoras. Adicionalmente, se consideró la información disponible de los resultados del “Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2021-2041 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, de enero de 2022.

Adicionalmente, con fecha 3 de mayo de 2022, a través del Oficio Ordinario CNE N° 292, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de eficiencia energética, para el período de planificación del presente informe. En el señalado oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentan las proyecciones y el detalle para las distintas empresas distribuidoras por tipo de cliente. Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 928 de junio de 2022, a través de correo electrónico. El desarrollo metodológico de los escenarios energéticos acerca de qué contienen, y sus resultados, se presenta de manera exhaustiva y completa en el Informe Preliminar proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027 que es público. En particular, se consideró el escenario de recuperación económica.

En cuanto a electromovilidad para terminales¹ se incluye los consumos informados por el Ministerio de Transporte a través del Oficio DTPM N° 26.878/2021, en respuesta al Oficio Ordinario CNE N° 724 de 2021, que incluyen los resultados de la última licitación de buses para el transporte público de la Región Metropolitana.

Finalmente, con fecha 26 de noviembre de 2021, a través del Oficio Ordinario CNE N° 847, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de demanda eléctrica por concepto de producción de Hidrógeno Verde, para el período de planificación del presente informe. Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 17 de diciembre de 2021, a través de Oficio Ordinario N° 1589. El desarrollo metodológico de los escenarios energéticos acerca de qué contienen, y sus resultados, se presenta de manera exhaustiva y completa en el Informe Preliminar proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027 que es público. En particular, se consideró el escenario más conservador, que corresponde a Recuperación lenta Post Covid.

¹ La electromovilidad por consumo de vehículos privados se incluye en los consumos regulados.

A continuación, se presentan las proyecciones de demanda eléctrica por concepto de producción de Hidrógeno Verde:

Año	Recuperación Lenta
2022	-
2023	0
2024	0
2025	0
2026	0
2027	65
2028	195
2029	329
2030	1.071
2031	1.177
2032	1.729
2033	2.286
2034	2.827
2035	3.490
2036	4.213
2037	4.949
2038	5.672
2039	6.369
2040	7.076
2041	9.440
2042	12.593

Tabla 4.1.- Proyecciones de demanda eléctrica por concepto de producción de Hidrógeno Verde, periodo 2022-2042 [GWh].

A partir de estos antecedentes, la proyección de demanda agregada de clientes libres en el SEN es la que se muestra a continuación:

Año	Cliente Libre
2021	46.161
2022	48.822
2023	49.745
2024	50.654
2025	51.325
2026	51.482
2027	51.958
2028	52.420
2029	53.360
2030	53.695
2031	54.465
2032	55.272
2033	56.093
2034	56.983
2035	58.105
2036	59.195
2037	60.284
2038	61.323
2039	62.335
2040	65.075
2041	68.646

Tabla 4.2- Proyección de demanda de clientes libres del SEN en el período 2022-2042 (GWh).

5. PREVISIÓN DE DEMANDA RESULTANTE

5.1 Previsión total anual por tipo de cliente

A continuación, se presenta la previsión de demanda determinada por esta Comisión para el SEN, en el período 2022-2042, a nivel de la barra de su punto de conexión.

Año	PREVISIÓN DE DEMANDA SEN		
	Cliente Regulado (*)	Cliente Libre	Sistema
2022	29.891	46.161	76.051
2023	29.273	48.822	78.095
2024	29.039	49.745	78.784
2025	29.878	50.654	80.532
2026	30.733	51.325	82.058
2027	31.565	51.482	83.047
2028	32.370	51.958	84.328
2029	33.306	52.420	85.726
2030	34.248	53.360	87.608
2031	35.452	53.695	89.147
2032	36.722	54.465	91.187
2033	38.137	55.272	93.409
2034	39.643	56.093	95.736
2035	41.199	56.983	98.182
2036	42.902	58.105	101.007
2037	44.712	59.195	103.907
2038	46.571	60.284	106.855
2039	48.469	61.323	109.792
2040	50.425	62.335	112.760
2041	52.419	65.075	117.494
2042	54.443	68.646	123.090

(*) Previsión de demanda de clientes regulados a nivel de subestación primaria.

Tabla 5.1.- Previsión de demanda SEN de clientes regulados y libres (GWh).

TASAS DE CRECIMIENTO SEN [%]			
Año	Cliente Regulado	Cliente Libre	Sistema
2023	-2,07%	5,77%	2,69%
2024	-0,80%	1,89%	0,88%
2025	2,89%	1,83%	2,22%
2026	2,86%	1,33%	1,90%
2027	2,71%	0,31%	1,20%
2028	2,55%	0,93%	1,54%
2029	2,89%	0,89%	1,66%
2030	2,83%	1,79%	2,20%
2031	3,51%	0,63%	1,76%
2032	3,58%	1,43%	2,29%
2033	3,85%	1,48%	2,44%
2034	3,95%	1,49%	2,49%
2035	3,93%	1,59%	2,56%
2036	4,13%	1,97%	2,88%
2037	4,22%	1,88%	2,87%
2038	4,16%	1,84%	2,84%
2039	4,08%	1,72%	2,75%
2040	4,04%	1,65%	2,70%
2041	3,95%	4,40%	4,20%
2042	3,86%	5,49%	4,76%

Tabla 5.2.- Tasas de crecimiento de demanda SEN de clientes regulados y libres.

6. PREVISIÓN DE DEMANDA SISTEMAS MEDIANOS

6.1 Antecedentes

Las proyecciones de demanda presentadas en este informe corresponden a aquellas resultantes de los procesos de tarificación de los Sistemas Medianos año 2018, se llevaron a cabo los procesos de Planificación y Tarificación de todos los Sistemas Medianos que operan en nuestro país para el cuatrienio 2012-2026. Los referidos procesos incluyen una proyección de demanda para todo el horizonte de planificación, el que comprende hasta el año 2035.

Las bases técnicas definitivas del proceso de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos que operan en nuestro país para el cuatrienio 2012-2026 establecen lo siguiente:

“La proyección de demanda se debe realizar a partir de las ventas de energía del Sistema Mediano correspondiente. Para ello, el Consultor debe realizar un análisis de consistencia de las series entregadas por las Empresas para luego estimar la demanda considerando, a lo menos, la aplicación de dos modelos complementarios: un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil, en adelante “Modelo ARIMA” y un Modelo de Ajuste Parcial. Si bien estos modelos pueden conducir a diferentes resultados, el Consultor deberá utilizar los mencionados modelos a efectos de comprobar la robustez de los resultados obtenidos, indicando, a lo menos, los estadísticos R^2 , R^2 ajustado, t , F y d .”

El modelo realiza, en cada barra del sistema, la evaluación de dos modelos para predecir el crecimiento del consumo: un Modelo ARIMA estacional, donde la tendencia está marcada por la estructura interna de los datos históricos de consumo; y un Modelo de Ajuste Parcial, donde la proyección se realiza en función de la tendencia reciente del consumo y la proyección de la variable exógena, PIB nacional. En todos los casos analizados, el Modelo ARIMA estacional presentó un mejor ajuste.

Adicional a la proyección histórica, se consideraron las demandas asociadas a nuevos consumos relevantes, de acuerdo con las solicitudes de factibilidad recibidas por Edelmag y que escapan a lo que se puede considerar como crecimiento vegetativo o histórico.

De igual forma, se hace uso del registro histórico disponible de las ventas mensuales de energía de distribución informada para el respectivo sistema, el cual considera información correspondiente al período comprendido entre enero de 2012 a diciembre de 2021. La predicción de la demanda en función de las ventas de energía se realizó hasta diciembre de 2035.

La información utilizada se muestra a continuación:

Región ²	AYSEN	AYSEN	LAGOS	MAG	MAG	MAG	MAG	LAGOS	LAGOS
Distribuidora	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	SAESA	SAESA
Año	Aysén	General Carrera	Palena	Porvenir	Puerto Natales	Puerto Williams	Punta Arenas	Cochamó	Hornopirén
2000	71.436	4.318	5.113	3.992	12.900		140.880	887	1.637
2001	74.725	4.301	5.764	5.772	13.601		145.048	1.065	1.979
2002	83.012	4.567	6.073	6.579	14.805	2.083	148.679	1.299	2.132
2003	85.838	5.032	6.233	9.752	15.372	2.658	152.644	1.350	2.371
2004	92.732	5.431	6.493	9.809	16.324	3.416	163.305	1.344	2.605
2005	103.340	6.032	7.150	11.884	17.168	3.662	172.847	1.379	2.935
2006	114.979	6.471	7.509	12.977	19.048	3.357	182.598	2.236	4.646
2007	120.156	7.077	8.359	15.164	20.177	2.799	193.723	2.630	7.950
2008	117.716	7.392	5.930	13.099	21.092	2.591	204.146	3.123	8.580
2009	114.492	7.373	5.443	13.781	21.794	2.991	208.842	2.871	8.399
2010	114.690	7.641	5.721	16.098	23.922	3.253	216.864	3.305	8.340
2011	124.662	8.140	6.783	17.127	25.470	3.371	221.332	4.047	9.986
2012	127.282	8.799	7.482	21.179	28.104	3.576	224.906	4.453	11.730
2013	131.503	9.231	8.361	21.945	29.230	3.759	227.051	4.807	13.717
2014	130.588	9.786	9.525	19.465	32.695	4.025	232.277	4.925	13.307
2015	130.906	10.375	10.279	21.638	33.462	4.478	237.715	5.478	11.451
2016	128.789	10.790	10.906	23.730	35.245	4.827	244.429	5.770	13.253
2017	130.854	11.470	12.044	26.764	39.846	5.047	248.257	7.490	12.528
2018	142.146	12.020	12.221	26.432	41.105	5.253	256.733	8.199	13.037
2019	145.611	12.419	12.303	28.201	44.562	5.301	260.975	7.802	13.686
2020	146.861	12.574	13.046	30.085	45.889	5.210	254.507	7.983	12.954
2021	155.900	13.640	14.093	29.306	47.880	5.221	273.551	10.376	14.869

Tabla 6.1.- Evolución histórica 2000-2021 de la demanda de clientes regulados y libres por SSMM [MWh].

² Se utilizan las abreviaturas establecidas en el Decreto N° 1.115, de 2018, del Ministerio del Interior y Seguridad Pública, que establece abreviaturas para identificar las regiones del país y sistematiza codificación única para las regiones, provincias y comunas del país dejando sin efecto el decreto N° 1.439, del año 2000, del Ministerio del Interior y sus modificaciones.

6.2 Previsión de Demanda

A continuación, se presenta la previsión de demanda de los SSMM determinada por esta Comisión, para el período 2022-2042, a nivel de la barra de su punto de conexión:

Región ³	AYSEN	AYSEN	AYSEN	LAGOS	MAG	MAG	MAG	MAG	LAGOS	LAGOS
Distribuidora	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	SAESA	SAESA
Año	Aysén	General Carrera	Puerto Cisnes	Palena	Porvenir	Puerto Natales	Puerto Williams	Punta Arenas	Cochamó	Hornopirén
2022	159.141	14.588	4.161	15.140	30.579	52.143	5.334	281.193	20.227	13.624
2023	163.124	15.155	4.354	15.832	32.540	53.622	5.441	303.203	22.284	13.368
2024	167.296	15.851	4.538	16.626	33.583	56.772	6.039	313.885	22.961	13.719
2025	171.543	16.546	4.710	17.409	35.008	59.500	6.564	325.219	23.733	13.628
2026	175.852	17.259	4.879	18.205	36.403	62.235	6.761	332.927	24.563	13.641
2027	180.179	17.983	5.047	19.007	37.832	65.009	6.961	339.376	25.413	13.650
2028	184.509	18.717	5.215	19.815	39.279	67.808	7.168	345.877	26.279	13.633
2029	188.833	19.460	5.384	20.630	40.746	70.637	7.380	352.435	27.159	13.615
2030	193.148	20.214	5.553	21.451	42.235	73.495	7.599	359.053	28.055	13.586
2031	197.452	20.978	5.723	22.279	43.746	76.384	7.823	365.733	28.966	13.548
2032	201.744	21.753	5.894	23.114	45.279	79.305	8.054	372.476	29.892	13.501
2033	206.024	22.540	6.065	23.956	46.836	82.257	8.292	379.285	30.835	13.443
2034	210.291	23.338	6.238	24.806	48.416	85.243	8.536	386.162	31.794	13.376
2035	214.543	24.147	6.412	25.664	50.020	88.263	8.788	393.108	32.770	13.298
2036	218.882	24.985	6.590	26.551	51.678	91.390	9.046	400.179	33.777	13.221
2037	223.309	25.852	6.774	27.469	53.391	94.628	9.313	407.377	34.814	13.144
2038	227.825	26.749	6.963	28.418	55.161	97.981	9.587	414.704	35.883	13.068
2039	232.432	27.677	7.157	29.401	56.989	101.452	9.870	422.164	36.985	12.992
2040	237.133	28.637	7.356	30.417	58.878	105.047	10.160	429.757	38.121	12.916
2041	241.928	29.631	7.561	31.468	60.829	108.768	10.459	437.487	39.291	12.841
2042	246.821	30.659	7.771	32.556	62.845	112.622	10.767	445.357	40.498	12.767

Tabla 6.2.- Previsión de Demanda SSMM 2022-2042 [MWh].

³ Se utilizan las abreviaturas establecidas en el Decreto N° 1.115, de 2018, del Ministerio del Interior y Seguridad Pública, que establece abreviaturas para identificar las regiones del país y sistematiza codificación única para las regiones, provincias y comunas del país dejando sin efecto el decreto N° 1.439, del año 2000, del Ministerio del Interior y sus modificaciones.

Como resultado de las modelaciones antes mencionadas, se obtienen las tasas de proyecciones que se presentan a continuación.

Región	AYSÉN	AYSÉN	AYSÉN	LAGOS	MAG	MAG	MAG	MAG	LAGOS	LAGOS
Distribuidora	EDELAYSÉN	EDELAYSÉN	EDELAYSÉN	EDELAYSÉN	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	SAESA	SAESA
Año	Aysén	General Carrera	Puerto Cisnes	Palena	Porvenir	Puerto Natales	Puerto Williams	Punta Arenas	Cochamó	Hornopirén
2022										
2023	2,50%	3,89%	4,63%	4,57%	6,41%	2,84%	2,02%	7,83%	10,17%	-1,88%
2024	2,56%	4,59%	4,22%	5,02%	3,21%	5,87%	10,98%	3,52%	3,04%	2,62%
2025	2,54%	4,39%	3,80%	4,71%	4,24%	4,81%	8,69%	3,61%	3,37%	-0,66%
2026	2,51%	4,31%	3,60%	4,57%	3,99%	4,60%	3,00%	2,37%	3,50%	0,09%
2027	2,46%	4,19%	3,44%	4,40%	3,93%	4,46%	2,97%	1,94%	3,46%	0,07%
2028	2,40%	4,08%	3,33%	4,25%	3,82%	4,31%	2,97%	1,92%	3,41%	-0,13%
2029	2,34%	3,97%	3,23%	4,11%	3,74%	4,17%	2,96%	1,90%	3,35%	-0,14%
2030	2,29%	3,87%	3,14%	3,98%	3,65%	4,05%	2,96%	1,88%	3,30%	-0,21%
2031	2,23%	3,78%	3,06%	3,86%	3,58%	3,93%	2,96%	1,86%	3,25%	-0,28%
2032	2,17%	3,70%	2,98%	3,75%	3,50%	3,82%	2,95%	1,84%	3,20%	-0,35%
2033	2,12%	3,62%	2,91%	3,64%	3,44%	3,72%	2,95%	1,83%	3,15%	-0,42%
2034	2,07%	3,54%	2,85%	3,55%	3,37%	3,63%	2,95%	1,81%	3,11%	-0,50%
2035	2,02%	3,47%	2,79%	3,46%	3,31%	3,54%	2,95%	1,80%	3,07%	-0,58%
2036	2,02%	3,47%	2,79%	3,46%	3,31%	3,54%	2,95%	1,80%	3,07%	-0,58%
2037	2,02%	3,47%	2,79%	3,46%	3,31%	3,54%	2,95%	1,80%	3,07%	-0,58%
2038	2,02%	3,47%	2,79%	3,46%	3,31%	3,54%	2,95%	1,80%	3,07%	-0,58%
2039	2,02%	3,47%	2,79%	3,46%	3,31%	3,54%	2,95%	1,80%	3,07%	-0,58%
2040	2,02%	3,47%	2,79%	3,46%	3,31%	3,54%	2,95%	1,80%	3,07%	-0,58%
2041	2,02%	3,47%	2,79%	3,46%	3,31%	3,54%	2,95%	1,80%	3,07%	-0,58%
2042	2,02%	3,47%	2,79%	3,46%	3,31%	3,54%	2,95%	1,80%	3,07%	-0,58%

Tabla 6.3.- Tasas de Crecimiento de demanda SSMM 2022-2042 [%].

7. PREVISIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA A CLIENTES REGULADOS

Con fecha 2 de agosto de 2016 esta Comisión envió la carta CNE N° 467 a las Empresas Distribuidoras, solicitando información mensual de la facturación a clientes sometidos a regulación de precios. En respuesta a esta carta, las Empresas Distribuidoras informan respecto facturación de clientes sometidos a regulación de precios que cada una abastece, con la siguiente desagregación:

1. Comuna: Nombre de la comuna en la cual se encuentra el punto de retiro.
2. Subestación primaria: Nombre de la subestación primaria en el punto de ingreso de la empresa concesionaria de servicio público de distribución.
3. Tarifa: Opción tarifaria.

La información antes mencionada está disponible para los años 2015-2020, la cual se agrupa por Empresa Distribuidora para obtener una relación entre las compras de energía a nivel de subestación primaria y las ventas a nivel de cliente final en distribución (facturación a cliente regulado).

A continuación, se presentan las ventas de energía por Empresa Distribuidora:

Empresa Dx	2015	2016	2017	2018	2019	2020
EMELARI	300	305	309	285	254	247
ELIQSA	490	480	483	448	392	370
ELECDA SING	902	887	899	875	789	754
ELECDA SIC	20	20	20	15	11	12
EMELAT	646	635	596	462	403	362
CHILQUINTA	2.300	2.355	2.205	2.068	2.009	1.924
CONAFE	1.682	1.692	1.635	1.582	1.469	1.398
EMELCA	14	15	15	16	17	15
LITORAL	85	90	95	100	104	103
ENEL	11.110	11.242	11.035	10.203	9.195	9.803
EEC	81	84	88	92	96	101
TIL-TIL	14	13	14	15	15	21
EEPA	273	274	237	199	194	184
LUZ ANDES	8	9	10	10	8	5
CGE	8.560	8.843	8.592	7.885	7.087	6.814
COOPERSOL	2	2	2	2	1	1
COPELAN	79	84	82	86	92	95
FRONTEL	920	919	850	825	796	796
SAESA	2.121	2.106	1.940	1.661	1.486	1.394
CODINER	63	70	71	68	58	55
EDECSA	54	55	47	47	51	49
CEC	110	111	98	73	72	74
LUZLINARES	118	123	115	113	112	109
LUZPARRAL	81	92	90	93	85	93
COPELEC	137	149	156	164	178	192
COELCHA	52	54	36	37	38	34
SOCOPEA	30	32	33	34	35	36
COOPREL	33	35	37	34	37	39
LUZ OSORNO	145	148	141	138	132	125
CRELL	72	72	81	83	84	88
MATAQUITO	-	-	-	-	-	-
TOTAL SEN	30.502	30.996	30.011	27.711	25.299	25.293

Tabla 7.1.- Ventas de energía a nivel de subestación primaria 2015-2020 [GWh].

Según la relación promedio entre las ventas y compras de energía antes mencionadas, se realizó una proyección de ventas de energía a nivel de subestación primaria por Empresa Distribuidora. Este ejercicio se realizó para un horizonte de corto plazo (2 años) dado que mantener el patrón de comportamiento entre ventas y compras a mayor plazo podría no ser representativo. Asimismo, se

hace presente que no se requiere una proyección con un horizonte mayor, pues las ventas de energía señaladas son utilizadas por esta Comisión para los procesos de cálculo de los cargos de transmisión (semestral) y de cargo por servicio público (anual). Los resultados se muestran a continuación:

Empresa Dx	2023	2024
CEC	72	73
CGE DISTRIBUCION	11.447	11.323
CHILQUINTA	1.973	2.013
CODINER	63	63
COELCHA	50	53
COPELAN	117	125
COOPERSOL	2	2
COOPREL	42	42
COPELEC	242	260
CRELL	110	114
DESA	1	1
EDECSA	53	54
EEPA	196	200
EMELCA	17	18
ENEL DISTRIBUCIÓN	8.727	8.552
FRONTEL	957	973
LITORAL	133	139
LUZ OSORNO	137	134
LUZLINARES	124	127
LUZPARRAL	105	109
MATAQUITO	0	0
SAESA	1.664	1.636
SOCOEPA	38	37
TIL-TIL	15	15
Total	26.283	26.060

Tabla 7.2.- Proyección de Ventas de energía a nivel de subestación primaria 2023-2024 [GWh].

ANEXO 1: Glosario

Comisión Nacional de Energía (CNE)

Organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Entre sus funciones se encuentren:

- Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley.
- Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley.
- Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.
- Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.

Ministerio de Energía

Órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector de energía cuyo objetivo general es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

El sector energía comprende todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, importación y exportación, y cualquiera otra que concierna a la electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas.

Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (Coordinador)

El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional es el organismo técnico e independiente encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operen interconectadas entre sí.

El Coordinador es una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida. Su domicilio será la ciudad de Santiago, sin perjuicio de que pueda establecer oficinas o sedes a lo largo del país. El Coordinador podrá celebrar todo tipo de actos y contratos con sujeción al derecho común.

El Coordinador no forma parte de la Administración del Estado, no siéndole aplicable las disposiciones generales o especiales, dictadas o que se dicten para el sector público, salvo expresa mención. Su organización, composición, funciones y atribuciones se regirán por la Ley y su reglamento.

De acuerdo a las modificaciones a la Ley, introducidas por la Ley N° 20.936, el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional corresponde al organismo que reemplaza a los Centros Económicos de Despacho de Carga a partir del año 2017.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

El Sistema Eléctrico Nacional es el sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 megawatts. Se encuentra conformado por la interconexión del SIC y el SING, a partir del 21 de noviembre de 2017.

Cliente Regulado

Es aquel que paga una tarifa fijada por la autoridad, de conformidad con lo establecido en la normativa vigente. Este segmento está integrado por consumidores de una potencia conectada igual o inferior a 5 MW, teniendo la posibilidad aquellos de potencia entre 500 kW y 5 MW de ser cliente libre.

Cliente Libre

Es aquel cuyos precios no están sujetos a regulación de precios, por lo que negocian libremente los precios y condiciones del suministro eléctrico con las Empresas Generadoras o Empresas Distribuidoras. Este segmento está integrado por consumidores de una potencia conectada superior a 5 MW, teniendo la posibilidad aquellos de potencia entre 500 kW y 5 MW de ser cliente regulado.