



**INFORME PRELIMINAR DE PREVISIÓN
DE DEMANDA
2021-2041**

**SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y
SISTEMAS MEDIANOS**

**DICIEMBRE 2021
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 2021-2041.

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, 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 de data 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 año 2018, 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, incluyendo los ajustes realizados por la Comisión Nacional de Energía a la demanda de energía del Sistema Mediano de Hornopirén, en virtud de lo resuelto por el Honorable Panel de Expertos en su dictamen N° 12-2018. Adicionalmente, se ha incluido información real adicional a la fecha de elaboración de este informe, dejando como base las tasas de crecimiento resultantes del proceso de planificación y tarificación ya mencionado.

La previsión de demanda eléctrica que se realiza en el presente informe distingue dos grupos de consumo: para 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 2021, contenida en el Informe de Licitaciones Definitivo del año 2021, aprobado por Resolución Exenta N°385, de la Comisión Nacional de Energía, de 30 de septiembre de 2021.

PREVISIÓN DE DEMANDA			
SEN (*)			
Año	Cliente Regulado (**)	Cliente Libre	Sistema
2021	28.848	44.455	73.302
2022	29.672	46.149	75.821
2023	29.963	49.027	78.990
2024	30.817	52.026	82.843
2025	31.767	52.114	83.881
2026	32.817	53.249	86.066
2027	33.831	54.349	88.180
2028	34.952	55.293	90.246
2029	36.143	56.907	93.050
2030	37.343	58.816	96.159
2031	38.737	63.037	101.774
2032	40.209	68.256	108.466
2033	41.778	73.448	115.227
2034	43.417	78.728	122.145
2035	45.121	83.576	128.696
2036	46.870	84.921	131.791
2037	48.713	87.441	136.154
2038	50.610	89.876	140.486
2039	52.533	92.202	144.735
2040	54.541	94.561	149.102
2041	56.613	97.977	154.591

(*) Valores calculados en MWh y expresados en unidades de GWh.

(**) Previsión de demanda de clientes regulados 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 73,3 [TWh] a 154,6 [TWh], lo que equivale a un aumento de un 110,9% en el período 2021-2041, con una tasa promedio anual de 3,80%, donde los clientes regulados presentan un crecimiento promedio de 3,43% y los clientes libres 4,03%.

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	5
2.	ANTECEDENTES.....	5
	2.1 Clientes Regulados	5
	2.1.1 Evolución histórica de demanda de clientes regulados.....	5
	2.3 Clientes Libres.....	7
	2.3.1 Evolución histórica de demanda de clientes libres.....	7
3.	PREVISIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES REGULADOS.....	11
	3.1. Previsión Ajustada de Demanda Anual de Clientes Regulados.....	11
	3.2. Análisis de los Antecedentes	11
	3.3. Eficiencia Energética.....	14
	3.4. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios.....	15
	3.5. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios.....	19
	3.6. Generación Eléctrica Residencial	19
	3.7. Electromovilidad.....	21
	3.8. Previsión de demanda anual ajustada	23
	3.9. Modulación Mensual	25
	3.10. Desagregación Espacial.....	25
4.	PREVISIÓN DE DEMANDA RESULTANTE	26
	4.1 Previsión total anual por tipo de cliente.....	26
5.	PREVISIÓN DE DEMANDA SISTEMAS MEDIANOS.....	28
	5.1 Antecedentes	28
	5.2 Modelación.....	29
	5.3 Previsión de Demanda.....	31
6.	PREVISIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA A CLIENTES REGULADOS.....	33

ESTUDIO DE PREVISIÓN DE DEMANDA 2021-2041

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 2021-2041 y los antecedentes que han sido utilizados como fundamento para su determinación.

2. ANTECEDENTES

2.1 Clientes Regulados

2.1.1 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° 150 de fecha 01 de marzo de 2021, los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2000 a 2020, del total de clientes regulados suministrados por las empresas distribuidoras durante ese período, agrupándolos por punto de conexión.

A partir de esta solicitud, enviada a las empresas distribuidoras del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “SEN”, los datos de demanda históricos informados para el período 2006 a 2020, a nivel de subestaciones primarias de distribución, son los siguientes:

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

(*) Valores calculados en MWh y expresados en unidades de GWh.

Tabla 2.1.- Evolución histórica 2006-2020 de la demanda de clientes regulados por Empresa Distribuidoras del SEN a nivel de subestación primaria.

2.3 Clientes Libres

2.3.1 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 2020, a nivel de la barra más próxima a su punto de conexión al sistema, son los siguientes:

Año	Clientes 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

(*) Valores calculados en MWh y expresados en unidades de GWh.

Tabla 2.2.- Evolución histórica de retiros de clientes libres informado por el Coordinador, periodo 2000-2020 del SEN.

2.3.2 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° 327, de 11 de mayo de 2021, la proyección mensual de consumos de energía y potencia horaria máxima para el periodo 2021-2041 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 econométricos¹, 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 2020-2040 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, de enero de 2021.

Adicionalmente, con fecha 17 de mayo de 2021, a través del Oficio Ordinario CNE N° 337, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de eficiencia energética, para el período de planificación del presente informe. En el señalado oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentan las proyecciones y el detalle para las distintas empresas distribuidoras por tipo de cliente. Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 13 de septiembre de 2021, a través de correo electrónico. El desarrollo metodológico de los escenarios energéticos acerca de qué contienen, y sus resultados, se presenta de manera exhaustiva y completa en el Informe Preliminar proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027 que es público. En particular, se consideró el escenario de recuperación económica.

En cuanto a electromovilidad para terminales² 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 conceto 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 de Rumbo a la Carbono Neutralidad.

¹ Se ajustan según valores de crecimiento económicos del Informe de Política Monetaria de Septiembre 2021 y Comité Consultivo del PIB tendencial del Ministerio de Hacienda de 2021.

² La electromovilidad por consumo de vehículos privados se incluye en los consumos regulados.

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

Año	Rumbo a la Carbono Neutralidad
2021	0
2022	0
2023	199
2024	253
2025	459
2026	741
2027	1.038
2028	1.339
2029	1.706
2030	3.377
2031	8.571
2032	13.481
2033	18.406
2034	23.192
2035	27.979
2036	29.952
2037	31.933
2038	33.851
2039	35.600
2040	37.396
2041	40.636

Tabla 2.3.- Proyecciones de demanda eléctrica por conceto de producción de Hidrógeno Verde, periodo 2021-2041 [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	44.455
2022	46.149
2023	49.027
2024	52.026
2025	52.114
2026	53.249
2027	54.349
2028	55.293
2029	56.907
2030	58.816
2031	63.037
2032	68.256
2033	73.448
2034	78.728
2035	83.576
2036	84.921
2037	87.441
2038	89.876
2039	92.202
2040	94.561
2041	97.977

(*) Valores calculados en MWh y expresados en unidades de GWh.

Tabla 2.4- Proyección de demanda de clientes libres del SEN en el período 2021-2041.

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 2021, contenida en el Informe de Licitaciones Definitivo del año 2021, y aprobado por la Resolución Exenta N°385, de la Comisión Nacional de Energía, de 30 de septiembre de 2021, en adelante “Resolución Exenta CNE N°385”. 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°177, esta Comisión ha procedido al análisis y revisión de las proyecciones de demanda informadas, considerando los antecedentes que se disponen y ajustando las tasas de crecimiento según los criterios que se indican en el presente informe.

Cabe señalar que, según lo indicado en el referido Of. Ord. CNE N°177, la proyección de demanda se solicitó a nivel de subestaciones primarias, debiendo además referenciarse la energía respectiva a nivel del sistema de transmisión nacional en forma agregada, es decir, determinando la demanda de energía correspondiente a nivel del sistema de transmisión nacional, aplicando los respectivos factores esperados de pérdidas de energía determinados por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante “Coordinador”, durante el mes de abril y correspondientes al mes de marzo, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 24 de la Resolución Exenta CNE N°778, de 2016, modificada por la Resolución Exenta CNE N°203, de 2017, la Resolución Exenta CNE N°558, de 2017, y la Resolución Exenta CNE N°703 de 2018, en adelante “Resolución Exenta CNE N°778”. Adicionalmente se solicitó acompañar la proyección de cada empresa con un informe que incluyera los antecedentes, la metodología y criterios utilizados en la proyección. Asimismo, se consideró en el análisis las observaciones técnicas al Informe Preliminar de Licitaciones, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 238, de 22 de julio de 2021, enviadas por las empresas distribuidoras, empresas generadoras e instituciones y usuarios interesados a que hace referencia el artículo 131° ter de la Ley.

La descripción metodológica entregada por todas las empresas distribuidoras, a excepción de Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda., en adelante “Coopersol”, y de Sociedad de Ingeniería Eléctrica Mataquito Ltda. ,en adelante “Mataquito”, que justifican las proyecciones y tasas tendenciales obtenidas para el presente informe, se basan en los resultados del estudio conjunto contratado a la consultora Valgesta Energía SpA, “Estudio de Previsión de Demanda Eléctrica Regulada 2021-2041”³ en el que realizaron proyecciones de consumo mensuales desde enero 2022 a diciembre 2041 y, adicionalmente, para el año 2021 se propuso una metodología no tendencial en la que se consideró una interpolación lineal mensual entre los valores definidos para el 2020 y los proyectados para 2022. Este estudio trabajó con una modelación econométrica por barra de transmisión nacional, considerando datos históricos desde el año 2011 al 2020 en forma mensual. Sin embargo, el año base en la modelación corresponde al año 2018.

³ Corresponde a una actualización y complementación al estudio de los últimos dos años realizado por la misma consultora “Proyección de Demanda de Energía de Clientes Regulados Período 2019-2039” y “Proyección de Demanda de Energía de Clientes Regulados Período 2020-2040”

Las proyecciones de la empresa Coopersol se basaron en estimaciones de incorporación de nuevos clientes, y en las solicitudes de aumento de potencia suministrada, obteniendo tasas de crecimiento mensuales. En el mediano plazo se proyectan tasas decrecientes, las cuales se justifican por factores climáticos, geográficos y sociales. En el caso de Mataquito, las tasas de crecimiento utilizadas corresponden a los resultados del informe de "Proyección de Demanda Eléctrica 2019-2039" publicado en enero de 2020 por la gerencia de planificación de la transmisión del Coordinador Eléctrico Nacional y se justifican en base a la realidad de la región de Atacama.

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

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

Los antecedentes se encuentran disponibles en el sitio web <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/10/Informe-Final-de-Licitaciones-2020.zip>

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 Valgesta Energía SPA, 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.

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

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

Tabla 3.1- Tasas de crecimiento de previsión de demanda por Empresa Distribuidora, a nivel de SSPP, período 2021-2041 [%].

3.3. Eficiencia Energética

Con fecha 17 de mayo de 2021, a través del Oficio Ordinario CNE N° 337, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de eficiencia energética, para el período de planificación del presente informe. En el señalado oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentan las proyecciones y el detalle para las distintas empresas distribuidoras por tipo de cliente.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 13 de septiembre de 2021, a través de correo electrónico. El desarrollo metodológico de los escenarios energéticos acerca de qué contienen, y sus resultados, se presenta de manera exhaustiva y completa en el Informe Preliminar proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027 que es público. En particular, se consideró el escenario de recuperación económica. Para los cálculos, se asignó a cada distribuidora por región, separando para clientes con consumos menores a 500 kW, y con consumos mayores a 500 kW, asociándose a Residenciales los primeros, y a Industriales los segundos.

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

Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	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
ENEL DISTRIBUCIÓN	0	0	-	1	3	4	6	8	10	11	13	14	14	15	15	14	14	13	13	12	11
TIL-TIL	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	0	0	1	2	2	3	3	4	5	5	5	5	5	4	4	3	3	2
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	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
CEC	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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
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
TOTAL	0	1	-	1	3	5	8	10	13	15	17	19	20	20	20	19	18	17	16	14	12

Tabla 3.2.- 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 3.3.1: Nuevos contratos suscritos entre enero y abril 2019-2020.

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

Dado lo anterior, para efectos de modelar el año 2022 en este informe se incluyó como límite de traspasos un 75% del total de la energía estimada para los clientes con potencia conectada sobre 500 kW, y un 80% para el resto del horizonte de análisis. Este límite se incorporó teniendo como antecedente lo observado con el traspaso de clientes entre 2016 y el primer cuatrimestre de 2020, junto con el efecto que se prevé tendrá la aplicación de la Ley N° 21.185 del año 2019, y en particular la Resolución Exenta N° 72 del año 2020, que en su artículo 23° establece un costo adicional que se incluirá en el peaje de distribución para clientes que se traspasen de régimen regulado a libre, lo que disminuirá los incentivos de traspasarse, respecto del escenario sin la componente específica a fijar en el peaje de distribución para los clientes regulados con potencia conectada superior a 500 kW.

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

Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	3,6	0,5	6,1	2,3	2,4	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,4	3,4
EMELCA	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LITORAL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ENEL DISTRIBUCIÓN	350,9	120,1	10,4	3,5	4,2	4,7	3,7	4,2	4,5	4,6	4,8	4,8	5,0	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0	6,3	6,6	6,7
TIL-TIL	0,6	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EEPA	5,3	1,8	0,6	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
CGE DISTRIBUCIÓN	278,0	95,1	50,3	18,7	19,4	20,3	19,5	19,8	19,6	19,9	20,5	20,4	20,7	21,0	21,3	21,7	22,1	22,3	22,7	24,0	24,1
COOPERSOL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
COOPELAN	1,1	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
FRONTEL	3,4	1,2	1,8	0,7	0,7	0,8	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
SAESA	26,3	9,0	9,5	3,6	3,9	4,2	4,1	4,2	4,3	4,4	4,6	4,6	4,7	4,8	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,7	5,8
CODINER	0,4	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
EDECSA	0,4	0,1	0,7	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
CEC	1,5	0,5	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
LUZLINARES	0,4	0,2	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
LUZPARRAL	0,5	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
COPELEC	4,8	1,6	0,6	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,3	0,1	-0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,4	0,2	-0,5	0,4
COELCHA	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SOCOEPA	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
COOPREL	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LUZ OSORNO	0,1	0,0	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
CRELL	1,8	0,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
MATAQUITO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	679,8	231,9	82,7	30,4	32,2	34,2	32,4	33,3	33,7	34,1	34,8	35,5	36,1	36,7	37,5	38,3	39,1	40,0	40,9	42,3	43,5

Tabla 3.3.2- 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

En base a la información entregada por las empresas distribuidoras, esta Comisión constató que ninguna de ellas informó traspasos de usuarios no sometidos a fijación de precios a régimen de tarifa regulada. Por lo mismo, y dado que no existen antecedentes que permitan proyectar tales traspasos, esta Comisión, para ser consistente, considera la información entregada por las empresas distribuidoras.

3.6. Generación Eléctrica Residencial

Con fecha 17 de mayo de 2021, a través del Oficio Ordinario CNE N° 337, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de Generación Residencial de conformidad con lo dispuesto en las leyes N° 20.571 y N° 21.118, para el período de planificación del presente informe. En el señalado Oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentaran las proyecciones y las desagregaciones que permitieran incluir los valores para las distintas empresas distribuidoras.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 8 de septiembre de 2021, a través de correo electrónico. El desarrollo metodológico de los escenarios energéticos acerca de qué contienen, y sus resultados, se presenta de manera exhaustiva y completa en el Informe Preliminar proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027 que es público. Adicionalmente, para el año 2021 se consideró la información disponible en los Costos de Explotación de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para el año 2020 como dato real, ajustado de acuerdo a la tasa de crecimiento 2020-2021 de la PELP, y para los años posteriores se utilizaron las tasas de crecimiento.

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

Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	7	11	17	23	34	42	53	63	74	87	92	98	101	105	110	116	121	128	133	138	141
EMELCA	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
LITORAL	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
ENEL DISTRIBUCIÓN	1	2	11	40	82	142	183	200	210	221	225	229	234	237	241	244	247	251	254	258	262
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
EEPA	0	0	0	1	3	5	6	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9
CGE DISTRIBUCIÓN	22	64	134	220	322	424	543	680	802	947	1.021	1.096	1.140	1.174	1.218	1.260	1.287	1.309	1.333	1.358	1.383
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COPELAN	1	2	3	4	6	7	9	10	12	14	15	15	16	17	17	18	19	20	21	22	22
FRONTEL	3	4	8	10	14	18	22	26	31	38	42	45	48	50	52	55	57	58	60	63	65
SAESA	4	8	13	21	31	46	67	95	115	152	161	167	171	176	181	185	189	193	197	202	207
CODINER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
EDECSA	1	1	1	2	2	3	4	5	5	6	7	7	7	8	8	9	9	9	10	10	10
CEC	0	1	1	1	2	3	4	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7
LUZLINARES	1	1	1	2	3	3	4	5	6	6	7	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8
LUZPARRAL	0	1	1	1	2	3	4	5	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	8
COPELEC	1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	11	11	12	13	13	14	14	15	15
COELCHA	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
SOCOPEA	0	0	0	0	0	1	2	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
COOPREL	0	0	0	1	2	5	9	14	16	19	20	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
LUZ OSORNO	0	1	1	2	3	3	4	6	7	10	11	11	12	12	13	13	14	14	14	15	15
CRELL	0	0	0	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	42	96	197	334	512	713	924	1.137	1.314	1.540	1.642	1.739	1.802	1.851	1.915	1.977	2.021	2.062	2.104	2.148	2.191

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

3.7. Electromovilidad

Con fecha 17 de mayo de 2021, a través del Oficio Ordinario CNE N° 337, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país para el horizonte de proyección del presente informe. En el señalado oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentaran las proyecciones y las desagregaciones que permitieran incluir los valores para las distintas empresas distribuidoras.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 8 de septiembre de 2021, a través de correo electrónico. El desarrollo metodológico de los escenarios energéticos acerca de qué contienen, y sus resultados, se presenta de manera exhaustiva y completa en el Informe Preliminar proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027 que es público. En particular, se consideró el escenario de recuperación económica, y se incluyeron únicamente los consumos asociados a autos y taxis, dejando buses y trenes como consumos asociados a régimen de tarifas libres. La información se desagregó para cada distribuidora de acuerdo a la proporción de vehículos existente en cada región según la Encuesta Anual de Parque Vehicular 2017 del Instituto Nacional de Estadísticas, proporción que se asumió constante para el horizonte de proyección.

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

Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	1	1	2	6	18	35	57	83	111	143	178	217	259	304	352	402	455	510	564	622	681
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	3	3	3	4	4	5	5	6
LITORAL	0	0	0	0	1	2	3	4	6	8	10	12	14	17	19	22	25	28	31	34	37
ENEL DISTRIBUCIÓN	3	4	7	22	71	138	226	330	442	569	711	864	1.032	1.211	1.404	1.601	1.815	2.032	2.250	2.479	2.713
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	4	4	4	5
EEPA	0	0	0	1	2	4	6	8	11	15	18	22	26	31	36	41	46	52	57	63	69
CGE DISTRIBUCIÓN	4	5	11	34	107	209	343	499	669	861	1.075	1.306	1.562	1.832	2.124	2.423	2.745	3.074	3.403	3.750	4.104
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
COPELAN	0	0	0	0	1	1	2	4	5	6	8	9	11	13	15	17	19	22	24	26	29
FRONTEL	0	0	1	2	6	12	20	30	40	51	64	77	92	108	126	143	162	182	201	222	243
SAESA	0	1	1	4	11	22	37	53	71	92	115	140	167	196	227	259	293	328	363	400	438
CODINER	0	0	0	0	1	1	2	3	4	5	7	8	10	11	13	15	17	19	21	23	25
EDECSA	0	0	0	0	0	1	1	2	3	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	15	16
CEC	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3	3	4	5	5	6	7	8	9	10	11	12
LUZLINARES	0	0	0	0	1	2	3	4	5	7	8	10	12	14	16	18	21	23	26	28	31
LUZPARRAL	0	0	0	0	1	1	2	3	5	6	7	9	11	13	15	17	19	21	23	26	28
COPELEC	0	0	0	1	2	4	6	9	12	15	19	23	28	33	38	43	49	55	61	67	73
COELCHA	0	0	0	0	0	1	1	2	2	3	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
SOCOEPA	0	0	0	0	0	1	1	2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	15
COOPREL	0	0	0	0	0	1	1	2	3	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	15	16
LUZ OSORNO	0	0	0	0	1	3	5	7	9	12	14	18	21	25	29	33	37	41	46	50	55
CRELL	0	0	0	0	1	2	4	6	7	10	12	14	17	20	23	27	30	34	38	41	45
MATAQUITO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	9	11	23	71	227	441	723	1.053	1.411	1.817	2.268	2.755	3.294	3.863	4.479	5.110	5.791	6.484	7.178	7.909	8.656

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 2021 a 2041, son las que se presentan a continuación:

Empresa Dx	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
CHILQUINTA	2.218	2.175	2.251	2.327	2.406	2.494	2.584	2.679	2.776	2.876	2.988	3.103	3.224	3.349	3.477	3.606	3.740	3.874	4.011	4.154	4.302
EMELCA	18	18	18	19	21	22	23	25	27	29	31	34	36	39	42	45	48	52	56	59	63
LITORAL	123	123	129	134	141	147	153	160	167	174	182	189	197	205	213	222	230	239	247	256	265
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.738	10.146	10.010	10.183	10.401	10.643	10.883	11.191	11.523	11.871	12.244	12.634	13.046	13.473	13.920	14.378	14.858	15.348	15.844	16.359	16.884
TIL-TIL	17	17	17	17	17	17	17	18	18	19	19	20	20	21	21	22	22	23	24	24	25
EEPA	210	218	217	222	228	234	241	250	260	271	282	293	306	318	332	346	360	375	390	406	422
CGE DISTRIBUCIÓN	12.053	12.466	12.687	13.105	13.555	14.052	14.529	15.026	15.538	16.052	16.656	17.279	17.956	18.660	19.374	20.100	20.866	21.644	22.421	23.229	24.058
COOPERSOL	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4
COPELAN	121	127	134	141	150	158	167	176	186	195	205	216	227	238	249	260	271	283	295	307	320
FRONTEL	986	997	1.015	1.047	1.083	1.124	1.162	1.206	1.252	1.298	1.352	1.412	1.475	1.544	1.620	1.700	1.787	1.880	1.977	2.080	2.186
SAESA	1.619	1.673	1.717	1.779	1.848	1.921	1.983	2.049	2.127	2.194	2.301	2.424	2.557	2.701	2.863	3.038	3.227	3.433	3.653	3.893	4.140
CODINER	74	73	76	79	83	88	91	96	101	105	110	115	120	125	130	135	141	146	152	158	164
EDECSA	54	54	58	62	65	68	71	74	77	80	84	87	91	95	99	103	107	112	116	120	125
CEC	81	74	77	80	83	86	90	93	97	101	105	110	115	120	125	131	136	142	148	154	160
LUZLINARES	131	131	137	143	149	155	161	168	174	182	189	197	205	213	221	229	238	246	255	263	272
LUZPARRAL	109	106	110	114	118	123	127	132	137	143	149	155	162	169	176	184	191	199	207	215	223
COPELEC	228	203	213	227	242	261	281	300	323	346	372	408	441	476	513	552	592	637	680	722	775
COELCHA	45	38	40	42	44	46	49	51	53	56	58	61	64	67	69	72	75	78	81	84	87
SOCOEPA	44	44	49	54	60	65	71	76	82	89	96	103	110	118	126	134	142	150	158	167	175
COOPREL	49	50	52	54	55	56	54	52	53	53	55	59	62	66	70	75	79	84	88	93	99
LUZ OSORNO	140	141	144	148	153	159	163	168	174	178	185	193	202	210	219	228	238	248	258	269	279
CRELL	100	96	99	103	107	112	118	123	129	134	140	147	154	161	168	175	183	190	198	206	214
MATAQUITO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
TOTAL	28.161	28.973	29.252	30.083	31.010	32.033	33.021	34.115	35.276	36.446	37.806	39.242	40.772	42.371	44.032	45.738	47.537	49.387	51.264	53.223	55.245

(*) Valores calculados en MWh y expresados en unidades de GWh.

Tabla 3.6.- Previsión ajustada de demanda de clientes regulados de Empresas Distribuidoras del SEN en el período 2021-2041, 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°177.

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°177.

4. PREVISIÓN DE DEMANDA RESULTANTE

4.1 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 2021-2041, a nivel de la barra de su punto de conexión.

Año	PREVISIÓN DE DEMANDA SEN (*)		
	Cliente Regulado (**)	Cliente Libre	Sistema
2021	28.848	44.455	73.302
2022	29.672	46.149	75.821
2023	29.963	49.027	78.990
2024	30.817	52.026	82.843
2025	31.767	52.114	83.881
2026	32.817	53.249	86.066
2027	33.831	54.349	88.180
2028	34.952	55.293	90.246
2029	36.143	56.907	93.050
2030	37.343	58.816	96.159
2031	38.737	63.037	101.774
2032	40.209	68.256	108.466
2033	41.778	73.448	115.227
2034	43.417	78.728	122.145
2035	45.121	83.576	128.696
2036	46.870	84.921	131.791
2037	48.713	87.441	136.154
2038	50.610	89.876	140.486
2039	52.533	92.202	144.735
2040	54.541	94.561	149.102
2041	56.613	97.977	154.591

(*) Valores calculados en MWh y expresados en unidades de GWh.

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

Tabla 4.1.- Previsión de demanda SEN de clientes regulados y libres.

TASAS DE CRECIMIENTO SEN [%]			
Año	Cliente Regulado	Cliente Libre	Sistema
2022	2,86%	3,81%	3,44%
2023	0,98%	6,24%	4,18%
2024	2,85%	6,12%	4,88%
2025	3,09%	0,17%	1,25%
2026	3,30%	2,18%	2,60%
2027	3,09%	2,07%	2,46%
2028	3,32%	1,74%	2,34%
2029	3,41%	2,92%	3,11%
2030	3,32%	3,35%	3,34%
2031	3,73%	7,18%	5,84%
2032	3,80%	8,28%	6,57%
2033	3,90%	7,61%	6,23%
2034	3,92%	7,19%	6,00%
2035	3,92%	6,16%	5,36%
2036	3,88%	1,61%	2,40%
2037	3,93%	2,97%	3,31%
2038	3,89%	2,78%	3,18%
2039	3,80%	2,59%	3,02%
2040	3,82%	2,56%	3,02%
2041	3,80%	3,61%	3,68%

Tabla 4.2.- Tasas de crecimiento de demanda SEN de clientes regulados y libres.

5. PREVISIÓN DE DEMANDA SISTEMAS MEDIANOS

5.1 Antecedentes

Durante el 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 2018-2022. Los referidos procesos incluyen una proyección de demanda para todo el horizonte de planificación, el que comprende hasta el año 2031.

Las bases técnicas definitivas del proceso de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos que operan en nuestro país para el cuatrienio 2018-2022 establecen lo siguiente:

“La proyección de demanda se realizará a partir de las ventas de energía del Sistema Mediano, para lo cual el Consultor deberá 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 (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.

En el caso en el cual ninguno de los modelos mencionados resultara adecuado, es decir, dadas las características de las series históricas entregadas por las Empresas éstos no permiten obtener resultados estadísticamente aceptables, el Consultor podrá desarrollar un tercer modelo analítico para proyectar la demanda de energía y potencia del Sistema Mediano, debiendo justificar en forma detallada y completa su elección

Las variables explicativas que resulten significativas, y que por tanto, sean utilizadas en las modelaciones, deberán ser proyectadas en forma justificada técnicamente y/o económicamente por el consultor. En caso de que existan proyecciones realizadas por organismos públicos y/o privados reconocidos, se deberán utilizar estos valores.”⁴.

En los procesos de Planificación y Tarificación señalados, para el caso de los Sistemas Medianos operados por la Empresa Eléctrica de Aisen S.A, que corresponde a Aysén, General Carrera y Palena, así como los Sistemas de Cochamó y Hornopirén, operados por SAGESA, se consideró como información histórica de las variables mencionadas anteriormente el período enero 2003 hasta diciembre 2017, mientras que para los Sistemas Operados por la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., que corresponden a Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, se consideró el período enero 2006 hasta diciembre 2017.

Cabe destacar que si bien en el presente informe se consideran las metodologías y modelos de conformidad a lo establecido en las bases técnicas definitivas del proceso de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos que operan en nuestro país para el cuatrienio 2018-2022, se actualizó el PIB utilizado debido a la fuerte variación existente entre el dato utilizado en el proceso de Planificación y Tarificación recién mencionado y la proyección realizada por el Banco Central en el último IPOM correspondiente a septiembre 2021. Adicionalmente, la información histórica para todos los Sistemas consideró hasta diciembre 2020.

La información utilizada se muestra a continuación:

⁴ Resolución Exenta N° 154, de la Comisión, de fecha 21 de febrero de 2018, aprueba bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén.

Región ⁵	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

Tabla 5.1.- Evolución histórica 2000-2020 de la demanda de clientes regulados y libres por SSMM [MWh].

5.2 Modelación

Para este proceso en particular, la proyección de la demanda consideró la serie de tiempo de Ventas de Energía como variable dependiente, en tanto que el Inacer (Índice de Actividad Económica Regional) y la población se consideraron como variables independientes, para explicar el comportamiento de las Ventas de Energía en el largo plazo.

Dada la información histórica anterior, se ejecutó un modelo ARIMA a través del software EViews para cada Sistema Mediano.

En particular, se busca un conjunto de combinaciones posibles para los rezagos del modelo, entregando como información de entrada los máximos AR, MA, SAR y SMA, diferenciación y la

⁵ 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.

periodicidad y se realizan las transformaciones necesarias para que la serie analizada sea estacionaria en media y varianza, y poder aplicar el modelo ARIMA.

En algunos casos fue necesario realizar un proceso iterativo para lograr parámetros significativos y residuos del tipo ruido blanco, eligiéndose el modelo que resultó mejor ajustado, en base al criterio de Akaike o bien con Mean Square Error, en adelante "MAPE".

Obtenidos los resultados del paso anterior, se verificó que los rezagos del modelo obtenido sean significativos al 5%, quedándose únicamente con aquellos que cumplieran con esa condición, además de que no fuesen autocorrelacionados entre sí.

La proyección Arima anterior se realiza para un ciclo (2018) y se realiza posteriormente una regresión que proyecte dicha tendencia.

Las regresiones que proyectan la tendencia de largo plazo de las Ventas de Energía, en función del Inacer y la Población se justifican en los siguientes criterios:

- a) Considerar todo el período histórico disponible para realizar la regresión.
- b) Todos los parámetros obtenidos deben ser significativos.
- c) El coeficiente de correlación aceptado debe ser mayor que 0,7.
- d) La pendiente obtenida de la regresión para el Inacer debe ser positiva.
- e) Si se cumplen los requerimientos anteriores, se realiza la proyección de las Ventas de Energía con los parámetros resultantes.
- f) Si no se cumple alguna de las 4 primeras condiciones (a-b-c-d), se busca un período que sí las cumpla.

Finalmente, se verifica el ajuste del modelo a través del indicador MAPE para el año 2017.

Los modelos resultantes según las metodologías descritas son:

Sistema Mediano	AR	Dif	MA	SAR	SDif	SMA
Punta Arenas	7	1	7	1	-	1
Puerto Natales	4	1	4	-	-	2
Porvenir	12	1	12	-	-	-
Puerto Williams	10	1	2	1	-	1
Aysén	24	1	12	-	-	-
General Carrera	1	1	1	-	-	1
Palena	12	1	1	-	-	1

Tabla 5.2.- Modelación de previsión de demanda por SSMM.

5.3 Previsión de Demanda

A continuación, se presenta la previsión de demanda de los SSMM determinada por esta Comisión, para el período 2021-2041, a nivel de la barra de su punto de conexión:

Región ⁶	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
2021	154.722	13.286	13.867	30.118	47.497	5.272	266.601	9.177	14.443
2022	156.817	13.564	14.084	31.282	49.434	5.473	271.962	9.860	15.425
2023	158.728	13.844	14.289	32.385	51.262	5.665	276.985	10.421	16.184
2024	160.662	14.130	14.497	33.492	53.095	5.859	282.009	10.985	16.943
2025	162.621	14.425	14.711	34.603	54.932	6.054	287.032	11.553	17.703
2026	164.603	14.727	14.929	35.718	56.775	6.250	292.055	12.125	18.462
2027	166.611	15.038	15.152	36.837	58.622	6.448	297.079	12.701	19.221
2028	168.644	15.356	15.380	37.961	60.474	6.647	302.102	13.281	19.981
2029	170.704	15.684	15.613	39.089	62.331	6.848	307.126	13.866	20.740
2030	172.792	16.020	15.852	40.221	64.194	7.050	312.149	14.456	21.499
2031	174.908	16.365	16.095	41.359	66.062	7.254	317.173	15.050	22.259
2032	177.049	16.718	16.343	42.528	67.985	7.464	322.277	15.668	23.045
2033	179.217	17.079	16.594	43.731	69.963	7.680	327.463	16.312	23.859
2034	181.412	17.447	16.850	44.968	72.000	7.902	332.733	16.983	24.702
2035	183.633	17.823	17.109	46.239	74.095	8.131	338.088	17.681	25.574
2036	185.882	18.207	17.372	47.547	76.251	8.366	343.529	18.408	26.477
2037	188.158	18.600	17.639	48.891	78.470	8.608	349.057	19.164	27.412
2038	190.462	19.001	17.911	50.274	80.754	8.857	354.674	19.952	28.381
2039	192.794	19.410	18.186	51.695	83.104	9.113	360.382	20.772	29.383
2040	195.155	19.829	18.466	53.157	85.523	9.377	366.182	21.626	30.421
2041	197.545	20.256	18.750	54.660	88.012	9.648	372.075	22.515	31.495

Tabla 5.3.- Previsión de Demanda SSMM 2021-2041 [MWh].

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

⁶ 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.

Región ⁷	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
2022	1,35%	2,09%	1,56%	3,87%	4,08%	3,81%	2,01%	7,44%	6,79%
2023	1,22%	2,06%	1,45%	3,53%	3,70%	3,51%	1,85%	5,68%	4,92%
2024	1,22%	2,07%	1,46%	3,42%	3,58%	3,42%	1,81%	5,41%	4,69%
2025	1,22%	2,08%	1,47%	3,32%	3,46%	3,33%	1,78%	5,17%	4,48%
2026	1,22%	2,10%	1,48%	3,22%	3,35%	3,24%	1,75%	4,95%	4,29%
2027	1,22%	2,11%	1,49%	3,13%	3,25%	3,16%	1,72%	4,75%	4,11%
2028	1,22%	2,12%	1,50%	3,05%	3,16%	3,09%	1,69%	4,57%	3,95%
2029	1,22%	2,13%	1,52%	2,97%	3,07%	3,02%	1,66%	4,40%	3,80%
2030	1,22%	2,14%	1,53%	2,90%	2,99%	2,95%	1,64%	4,25%	3,66%
2031	1,22%	2,16%	1,54%	2,83%	2,91%	2,89%	1,61%	4,11%	3,53%
2032	1,22%	2,16%	1,54%	2,83%	2,91%	2,89%	1,61%	4,11%	3,53%
2033	1,22%	2,16%	1,54%	2,83%	2,91%	2,89%	1,61%	4,11%	3,53%
2034	1,22%	2,16%	1,54%	2,83%	2,91%	2,89%	1,61%	4,11%	3,53%
2035	1,22%	2,16%	1,54%	2,83%	2,91%	2,89%	1,61%	4,11%	3,53%
2036	1,22%	2,16%	1,54%	2,83%	2,91%	2,89%	1,61%	4,11%	3,53%
2037	1,22%	2,16%	1,54%	2,83%	2,91%	2,89%	1,61%	4,11%	3,53%
2038	1,22%	2,16%	1,54%	2,83%	2,91%	2,89%	1,61%	4,11%	3,53%
2039	1,22%	2,16%	1,54%	2,83%	2,91%	2,89%	1,61%	4,11%	3,53%
2040	1,22%	2,16%	1,54%	2,83%	2,91%	2,89%	1,61%	4,11%	3,53%
2041	1,22%	2,16%	1,54%	2,83%	2,91%	2,89%	1,61%	4,11%	3,53%

Tabla 5.4.- Tasas de Crecimiento de demanda SSMM 2022-2041 [%].

⁷ 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. 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 es agrupada por Empresa Distribuidora por esta Comisión para obtener una relación entre las compras de energía a nivel de subestación primaria y las ventas a nivel de 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						0
TOTAL SEN	30.502	30.996	30.011	27.711	25.299	25.293

Tabla 6.1.- 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	2022	2023
CHILQUINTA	1.915	1.982
EMELCA	16	17
LITORAL	108	112
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.666	9.537
TIL-TIL	16	16
EEPA	203	202
CGE DISTRIBUCIÓN	10.860	11.052
COOPERSOL	2	2
COPELAN	108	113
FRONTEL	839	855
SAESA	1.539	1.580
CODINER	58	60
EDECSA	48	52
CEC	66	68
LUZLINARES	113	118
LUZPARRAL	84	87
COPELEC	162	170
COELCHA	31	32
SOCOEPA	37	41
COOPREL	40	42
LUZ OSORNO	124	127
CRELL	80	82
MATAQUITO	0	0
TOTAL	26.113	26.346

Tabla 6.2.- Proyección de Ventas de energía a nivel de subestación primaria 2022-2023 [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 encuentran:

- 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.