

REF.: Aprueba "Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2019-2039 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos", de enero de 2020.

SANTIAGO, 15 de enero de 2020

RESOLUCION EXENTA N° 12

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", modificado por la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N°1 de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "Ley";
- c) Lo dispuesto en el artículo vigésimo transitorio de la ley N° 20.936, de 2016, que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "Ley N° 20.936";
- d) Lo establecido en la Ley N°19.880, que establece Bases de los Procedimientos Administrativos que Rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado;
- e) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 106, de 2015, del Ministerio de Energía, que Aprueba reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica y deroga el Decreto Supremo N° 4, de 2018, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, modificado por el Decreto Supremo N° 67, de 2017, del Ministerio de Energía, en adelante "Reglamento de Licitaciones";

- f) Lo establecido en la Resolución Exenta de la Comisión N°641, de 30 de agosto de 2016, que Establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, complementada y modificada por las Resoluciones CNE N° 434 y N° 603, ambas de 2017, en adelante "Resolución CNE N°641";
- g) Lo establecido en la Resolución Exenta de la Comisión N° 599, de 13 de septiembre de 2019, que Aprueba Informe Final de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "Resolución CNE N° 599";
- h) Lo establecido en la Resolución Exenta de la Comisión N° 668, de 21 de noviembre de 2017, que tiene por conformado, a partir de la fecha que indica, el Sistema Eléctrico Nacional por interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande con el Sistema Interconectado Central, para todos los efectos, en adelante "Resolución CNE N° 668";
- i) Lo comunicado a través de Oficio Ordinario CNE N° 930/2019, de 19 de diciembre de 2019, dirigido a las Empresas Coordinadas del Sistema Eléctrico Nacional y de Sistemas Medianos, en adelante "Of. Ord. CNE N° 930/2019";
- j) Lo comunicado a través de Oficio Ordinario CNE N° 931/2019, de 19 de diciembre de 2019, dirigido al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "Of. Ord. CNE N° 931/2019";y
- k) La Resolución N° 7, de 2019 de Contraloría General de la República

CONSIDERANDO:

- 1) Que, la Ley dispone en su artículo 160° que los precios de nudo de corto plazo deberán ser fijados semestralmente y se reajustarán en las oportunidades que la Ley determina;
- 2) Que, el artículo 6° de la Resolución CNE N°641, establece que para cada fijación tarifaria, la Comisión deberá elaborar una previsión de demanda de energía eléctrica, la cual será utilizada en la determinación del precio de nudo de corto plazo;

- 3) Que, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 6° de la Resolución CNE N° 641, la Comisión elaboró el "Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2019-2039 Sistemas Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos", de diciembre de 2019, el que se basó en los antecedentes entregados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución, el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, las herramientas de los estudios de demanda encargados por la Comisión, los antecedentes del proceso de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, cuadrienio 2018-2022, y los antecedentes contenidos en el Informe Final de Licitaciones correspondiente al año 2019, aprobado por Resolución CNE N° 599;
- 4) Que, el "Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2019-2039 Sistemas Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos", de diciembre de 2019, referido anteriormente, fue comunicado a las empresas Coordinadas, a través del oficio individualizado en el literal i) de Vistos; y, al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, a través del oficio individualizado en el literal j) de Vistos, a fin de que realizaran sus observaciones al mismo;
- 5) Que, tras la revisión de las observaciones recibidas por la Comisión al "Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2019-2039 Sistemas Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos", de diciembre de 2019, y de conformidad con lo dispuesto en los artículos 6° y 7° de la Resolución CNE N° 641, se ha elaborado el "Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2019-2039 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos", de enero de 2020, el que se basa en los antecedentes entregados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución, el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, las herramientas de los estudios de demanda encargados por la Comisión, los antecedentes del proceso de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, cuadrienio 2018-2022, los antecedentes contenidos en el Informe Final de Licitaciones correspondiente al año 2019, aprobado por Resolución CNE N° 599, y las observaciones de las empresas Coordinadas y del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional;

- 6) Que, en consistencia con los plazos señalados en el artículo 14 y siguientes del Reglamento de Licitaciones, en lo que respecta a la previsión de demanda de los clientes sometidos a regulación de precios, se utilizó los antecedentes, debidamente actualizados, contenidos en el Informe Final de Licitaciones correspondiente al año 2019, el que fue aprobado por Resolución CNE N° 599, individualizada en la letra g) de vistos; y,
- 7) Que, en virtud de lo señalado en los considerando anteriores y de lo dispuesto en el artículo 8° de la Ley de Bases de Procedimientos Administrativos, y conforme al mérito del informe ya individualizado precedentemente, la Comisión procederá a aprobarlo según se señala a continuación.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el siguiente informe denominado "Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2019-2039 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos", de enero de 2020, cuyo texto íntegro se transcribe a continuación:



**INFORME DEFINITIVO DE PREVISIÓN
DE DEMANDA
2019-2039**

**SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y
SISTEMAS MEDIANOS**

**ENERO 2020
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 2019-2039.

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.

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 utiliza los antecedentes del proceso de Licitaciones 2019, contenida en el Informe de Licitaciones Definitivo del año 2019, aprobado por Resolución Exenta N°599, de la Comisión Nacional de Energía, de 13 de septiembre de 2019.

PREVISIÓN DE DEMANDA			
SEN			
Año	Cliente Regulado(**)	Cliente Libre	Sistema (*)
2019	30.304	40.468	70.772
2020	29.941	41.717	71.658
2021	30.381	42.853	73.234
2022	30.840	44.054	74.894
2023	31.321	45.447	76.768
2024	32.148	46.491	78.639
2025	32.981	47.501	80.482
2026	33.868	48.587	82.455
2027	34.670	49.568	84.238
2028	35.539	50.813	86.352
2029	36.413	52.037	88.450
2030	37.221	53.033	90.254
2031	38.119	54.054	92.173
2032	38.987	55.034	94.021
2033	39.877	56.017	95.894
2034	40.784	57.018	97.802
2035	41.762	58.221	99.983
2036	42.772	59.439	102.211
2037	43.816	60.672	104.488
2038	44.868	61.843	106.711
2039	45.937	63.043	108.980

(*) 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 70,8 [TWh] a 108,9 [TWh], lo que equivale a un aumento de un 53,99% en el período 2019-2039, con una tasa promedio anual de 2,18%, donde los clientes regulados presentan un crecimiento promedio de 2,10% y los clientes libres 2,24%.

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	5
2.	ANTECEDENTES	5
	2.1 Clientes Regulados	5
	2.1.1 Evolución histórica de demanda de clientes regulados	5
	2.1.2 Proyección de demanda de clientes regulados informada por Empresas Distribuidoras..	7
	2.2 Clientes Libres suministrados por Empresas Distribuidoras	9
	2.2.1 Evolución histórica de demanda de clientes libres suministrados por Empresas Distribuidoras.....	9
	2.2.2 Proyección de demanda de clientes libres informada por Empresas Distribuidoras	9
	2.3 Clientes Libres suministrados por Empresas Generadoras	11
	2.3.1 Evolución histórica de demanda de clientes libres suministrados por Empresas Generadoras.....	11
	2.3.2 Proyección de demanda de clientes libres suministrados por Empresas Generadoras..	12
3.	PREVISIÓN DE DEMANDA SISTÉMICA DEL SEN	13
4.	PREVISIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES REGULADOS	19
	4.1. Previsión Ajustada de Demanda Anual de Clientes Regulados	19
	4.2. Análisis de los Antecedentes	19
	4.3. Eficiencia Energética	22
	4.4. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios	23
	4.5. Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios	28
	4.6. Generación Eléctrica Residencial	28
	4.7. Electromovilidad	30
	4.8. Previsión de demanda anual ajustada	32
	4.9. Modulación Mensual.....	34
	4.10. Desagregación Espacial.....	34
5.	PREVISIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES LIBRES	35
6.	PREVISIÓN DE DEMANDA RESULTANTE	41
	6.1 Previsión total anual por tipo de cliente.....	41
7.	PREVISIÓN DE DEMANDA SISTEMAS MEDIANOS	43
	7.1 Antecedentes.....	43
	7.2 Modelación	44
	7.3 Previsión de Demanda	46
8.	PREVISIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA A CLIENTES REGULADOS	48

ESTUDIO DE PREVISIÓN DE DEMANDA 2019-2039

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 y de la distribución, 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 2019-2039 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° 75 de fecha 04 de febrero de 2019, los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2000 a 2018, 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 2018, a nivel de subestaciones primarias de distribución, son los siguientes:

CodDx	Empresa Dx	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	EMELARI	219	222	237	237	254	276	290	299	312	320	330	339	314
2	ELIQSA	344	364	384	379	432	466	485	500	507	524	523	534	498
3-SING	ELECDA SING	634	664	685	706	749	790	858	908	959	974	991	1.010	976
3-SIC	ELECDA SIC	18	21	21	21	18	19	19	23	24	21	21	21	16
4	EMELAT	508	550	561	566	571	618	641	675	702	675	690	647	507
6	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
7	CONAFE	1.248	1.443	1.368	1.426	1.509	1.545	1.644	1.739	1.810	1.820	1.878	1.765	1.722
8	EMELCA	12	13	13	12	14	15	15	15	15	16	17	17	18
9	LITORAL	68	71	70	69	71	72	80	85	91	95	102	108	115
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	8.617	9.077	8.769	8.998	9.445	9.935	10.593	11.226	11.594	11.869	11.962	11.677	10.888
12	EEC	54	59	61	64	68	71	74	79	86	89	92	89	93
13	TIL-TIL	11	12	12	11	12	16	15	14	15	14	14	16	16
14	EEPA	197	199	201	201	222	227	246	248	267	273	291	256	220
15	LUZ ANDES	6	6	7	7	7	8	8	9	9	9	9	10	10
18	CGE	6.182	6.430	6.768	6.822	7.093	7.573	8.067	8.688	9.122	9.476	9.832	9.721	8.958
20	COOPERSOL	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2
21	COPELAN	58	61	62	64	70	82	84	87	88	94	98	97	103
22	FRONTEL	670	710	839	799	815	867	924	970	1.022	1.060	1.060	1.101	990
23	SAESA	1.443	1.712	1.737	1.689	1.735	1.854	1.998	2.116	2.217	2.267	2.241	2.351	1.796
26	CODINER	48	50	49	48	51	55	60	67	71	76	85	89	88
28	EDECSA	43	45	47	41	44	46	47	55	58	58	60	53	54
29	CEC	81	87	96	93	103	101	104	113	115	117	121	109	83
31	LUZLINARES	51	71	85	86	95	103	107	114	125	129	139	132	135
32	LUZPARRAL	42	49	56	56	59	66	69	80	92	97	104	104	190
33	COPELEC	99	105	114	115	114	125	130	144	157	169	187	196	207
34	COELCHA	31	31	36	38	42	48	52	53	57	59	63	56	46
35	SOCOPEPA	24	26	27	26	26	28	30	31	33	35	38	39	41
36	COOPREL	31	30	31	30	31	33	32	36	38	42	45	46	43
39	LUZ OSORNO	109	121	127	116	124	135	134	142	153	168	172	165	158
40	CRELL	40	47	55	56	63	71	80	83	85	86	87	97	100
TOTAL		22.653	24.155	24.380	24.727	25.882	27.405	29.174	31.021	32.350	33.206	33.854	33.329	30.760
SEN SING		1.196	1.250	1.306	1.322	1.436	1.534	1.633	1.708	1.779	1.820	1.845	1.883	1.789
SEN SIC		21.456	22.905	23.074	23.405	24.446	25.871	27.540	29.313	30.571	31.386	32.009	31.446	28.972

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

Tabla 2.1.- Evolución histórica 2006-2018 de la demanda de clientes regulados por Empresa Distribuidoras del SEN a nivel de subestación primaria.

2.1.2 Proyección de demanda de clientes regulados informada por Empresas Distribuidoras

En consistencia con lo señalado en la Resolución CNE N°641 y en cumplimiento de lo establecido en el inciso final del artículo 131° 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, en adelante “Ley”, y en el marco de la preparación de antecedentes para la elaboración del Informe de Licitaciones, el cual contiene, entre otros, los aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda de las Empresas Distribuidoras, esta Comisión solicitó mediante Oficio Ordinario CNE N°169 de fecha 18 de marzo de 2019, en adelante “Of. Ord. CNE N°169”, complementado por los Oficios Ordinarios CNE N°414 y N°428, de fechas 27 de junio de 2019 y 3 de julio de 2019 respectivamente, la información que las Empresas Distribuidoras semestralmente deben entregar respecto de las proyecciones de demanda, las necesidades de suministro a contratar y los supuestos y metodologías utilizados en sus respectivas proyecciones. Adicionalmente, en el caso de Enel Distribución Chile S.A., se recibió con fecha 23 de agosto de 2019 un correo rectificando la información entregada.

En cumplimiento con lo señalado en el párrafo anterior, las empresas distribuidoras han enviado a la Comisión las proyecciones de demanda de energía mensuales para los años 2019 a 2039, considerando exclusivamente los clientes regulados, agrupados por subestación primaria, la que ha sido seleccionada de una lista de barras entregadas por la Comisión, debiéndose, en los casos en que la barra no estuviese en dicha lista, agregarla a la misma. Estas proyecciones no incluyen ventas de energía destinadas a clientes libres. Las proyecciones, además, se presentaron diferenciando entre clientes con consumos mayores a 500 kW de potencia conectada y aquellos con consumos menores en 5 tramos, entre 0 y 10 kW, entre 11 y 100 kW, entre 101 y 200 kW, entre 201 y 300 kW, entre 301 y 400 kW y entre 401 y 500 kW.

De acuerdo a lo descrito anteriormente, la proyección de demanda de energía de clientes regulados, agregada anualmente, enviada por las Empresas Distribuidoras, a nivel de subestaciones primarias de distribución es la que se muestra a continuación:

Empresa Dx	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	2.400	2.460	2.546	2.634	2.728	2.823	2.917	3.010	3.101	3.193	3.285	3.372	3.459	3.546	3.634	3.720	3.811	3.903	3.995	4.086	4.177
EMELCA	19	20	20	21	22	23	24	24	25	26	27	28	29	29	30	31	32	33	33	34	35
LITORAL	119	125	131	136	142	148	154	159	164	170	175	180	185	190	194	199	204	209	214	219	223
ENEL DISTRIBUCIÓN	11.027	10.870	10.815	10.823	10.796	10.617	10.805	11.087	11.339	11.609	11.890	12.177	12.469	12.769	13.075	13.388	13.709	14.037	14.372	14.716	15.067
EEC	105	102	103	105	107	109	112	114	117	119	122	125	128	131	134	137	140	143	146	149	153
TIL-TIL	16	16	17	17	17	17	17	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	20	20	20	20
EEPA	219	223	227	231	237	243	249	256	263	270	278	285	293	301	308	317	325	334	344	353	363
LUZ ANDES	10	10	10	11	11	11	11	11	12	12	12	13	13	13	13	14	14	15	15	15	15
CGE	12.669	13.022	13.412	13.839	14.288	14.748	15.203	15.654	16.078	16.507	16.923	17.309	17.689	18.067	18.440	18.806	19.186	19.568	19.948	20.321	20.683
COOPERSOL	2	3	4	6	8	11	14	16	19	21	24	27	30	34	39	44	50	56	63	72	81
COOPELAN	104	108	113	119	123	129	135	142	149	155	162	167	173	178	184	189	194	199	203	208	213
FRONTEL	1.000	1.025	1.052	1.078	1.109	1.140	1.171	1.202	1.227	1.255	1.282	1.308	1.333	1.359	1.384	1.409	1.434	1.461	1.486	1.512	1.536
SAESA	1.792	1.851	1.905	1.965	2.029	2.093	2.159	2.224	2.282	2.342	2.402	2.458	2.514	2.571	2.627	2.683	2.742	2.802	2.856	2.914	2.970
CODINER	92	97	101	107	112	117	122	127	132	137	142	146	151	155	160	164	169	174	178	183	187
EDECSA	49	51	54	58	61	64	67	70	73	76	78	81	84	86	89	92	94	97	100	102	105
CEC	78	81	84	87	90	94	97	100	103	106	110	113	116	120	123	126	130	134	137	141	145
LUZLINARES	139	146	154	162	169	177	184	191	197	204	210	217	223	229	235	241	247	253	258	264	270
LUZPARRAL	100	105	108	112	115	120	123	127	130	134	137	141	144	148	151	155	159	163	167	171	175
COPELEC	219	230	240	251	262	273	283	293	302	311	321	330	338	346	355	363	371	380	388	396	404
COELCHA	39	40	42	44	46	48	50	52	54	56	57	59	61	63	64	66	67	69	71	72	74
SOCOEPA	39	40	42	43	45	51	53	54	56	57	59	60	61	62	64	65	66	68	69	70	71
COOPREL	48	50	52	55	57	59	61	63	66	68	70	72	74	77	79	81	83	85	88	90	92
LUZ OSORNO	160	164	168	173	178	182	186	191	194	198	202	206	210	214	219	223	228	232	237	242	246
CRELL	102	107	111	115	119	123	127	131	136	140	144	148	152	156	160	164	168	172	176	180	184
TOTAL	30.547	30.946	31.511	32.192	32.871	33.420	34.324	35.316	36.237	37.184	38.131	39.040	39.948	40.863	41.780	42.696	43.642	44.606	45.564	46.530	47.489

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

Tabla 2.2- Proyección de demanda de clientes regulados informada por empresas distribuidoras considerando traspasos de clientes y generación residencial, a nivel de subestación primaria. [GWh]

2.2 Clientes Libres suministrados por Empresas Distribuidoras

2.2.1 Evolución histórica de demanda de clientes libres suministrados por Empresas Distribuidoras

A partir de las respuestas al Oficio Ordinario CNE N° 75 de fecha 04 de febrero de 2019, los datos de demanda históricos de clientes libres suministrados por Empresas Distribuidoras, para el período 2009 a 2018, a nivel de subestaciones primarias de distribución, son los siguientes:

Empresa Distribuidora	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
EMELARI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
ELIQSA	55	55	56	39	0	0	0	0	0	0
ELECDA SING	77	52	15	16	16	4	0	0	0	4
EMELAT	158	147	154	169	18	2	2	2	0	0
CHILQUINTA	427	239	274	293	287	239	136	144	331	440
CONAFE	40	90	71	76	64	74	64	41	0	0
ENEL DISTRIBUCIÓN	2.327	2.297	2.360	2.314	2.243	2.055	1.858	1.833	2.315	2.670
EMELECTRIC	20	56	47	66	0	0	0	0	0	0
CGE	1.118	1.025	1.098	924	860	757	650	392	333	389
FRONTEL	0	0	0	0	0	0	0	0	36	71
SAESA	21	20	0	0	0	0	0	0	100	236
CEC	0	0	0	0	0	0	0	0	19	50
EEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17
COPELAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
CODINER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
CRELL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
LUZ OSORNO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
TOTAL(*)	4.241	3.981	4.075	3.896	3.489	3.131	2.710	2.412	3.134	3.891

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

Tabla 2.3.- Evolución histórica 2009-2018 de la demanda de clientes libres en distribución por Empresa Distribuidora del SEN.

2.2.2 Proyección de demanda de clientes libres informada por Empresas Distribuidoras

Para la determinación de la previsión de demanda de clientes libres, la Comisión solicitó a las Empresas Distribuidoras del SEN, a través de Oficio Ordinario CNE N°335 de fecha 24 de mayo de 2019, la proyección mensual de demanda de clientes libres suministrados por Empresas

Distribuidoras, para el período 2019 a 2040. En el presente informe se muestra únicamente hasta el año 2039 para ser consistentes con el período de análisis del proceso.

A partir de esta información, la proyección de demanda de energía de clientes libres suministrados por Empresas Distribuidoras, agregada anualmente, enviada por las Empresas Distribuidoras, a nivel de subestaciones primarias de distribución, en particular para el período 2019-2039, es la que se muestra a continuación:

Empresa Distribuidora	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	475	461	490	520	551	583	617	651	687	722	758	793	828	864	899	935	971	1.007	1.044	1.081	1.118
ENEL DISTRIBUCIÓN	3.124	3.343	3.395	3.455	3.521	3.594	3.676	3.764	3.843	3.929	4.017	4.107	4.199	4.294	4.390	4.489	4.589	4.693	4.799	4.907	5.017
EEPA	17	17	18	18	18	19	19	20	20	21	21	21	22	22	23	23	24	24	25	26	26
CGE	537	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632	632
COPELAN	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	7	7
FRONTEL	93	93	74	50	28	25	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SAESA	312	312	239	106	55	52	29	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
CODINER	18	18	18	19	19	19	19	19	19	20	20	20	20	20	21	21	21	21	22	22	22
CEC	54	58	60	62	64	67	69	71	74	76	78	81	83	86	89	92	95	97	100	103	106
LUZ OSORNO	4	4	4	1	1	1	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	4.638	4.942	4.934	4.867	4.893	4.996	5.076	5.174	5.292	5.417	5.543	5.671	5.801	5.936	6.072	6.210	6.350	6.492	6.640	6.790	6.940

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

Tabla 2.4- Proyección de demanda de clientes libres suministrados por Empresas Distribuidoras para el período 2019-2039 informada por Empresas Distribuidoras, a nivel de subestación primaria.

Respecto a las Empresas Distribuidoras no incluidas en la Tabla 2.4, se hace presente que éstas, de acuerdo a la información recibida, no suministran a clientes libres y/o no presentan proyecciones.

2.3 Clientes Libres suministrados por Empresas Generadoras

2.3.1 Evolución histórica de demanda de clientes libres suministrados por Empresas Generadoras

Para la revisión de la previsión de demanda, la Comisión, a través de Oficio Ordinario N°63, de 30 de enero de 2019, solicitó al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "Coordinador", los retiros históricos de clientes regulados y libres para el período 2000 a 2018.

A partir de la solicitud anteriormente señalada, los datos de demanda históricos, para el período 2000 a 2018, a nivel de la barra más próxima a su punto de conexión al sistema, son los siguientes:

Año	SEN		
	Clientes Regulados (*)	Clientes Libres (*)	Total (*)
2000	18.515	17.376	35.892
2001	20.358	17.573	37.931
2002	20.393	18.148	38.542
2003	22.552	19.641	42.194
2004	24.778	20.752	45.530
2005	26.574	20.978	47.552
2006	28.408	22.017	50.425
2007	29.401	23.188	52.589
2008	29.019	23.706	52.724
2009	28.372	24.447	52.819
2010	26.397	27.860	54.257
2011	27.281	30.046	57.327
2012	29.073	31.408	59.947
2013	30.936	31.429	62.365
2014	32.317	31.878	64.195
2015	33.208	32.623	65.831
2016	33.833	32.746	66.579
2017	32.893	35.010	67.395
2018	30.660	39.991	70.651

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

Tabla 2.5.- Evolución histórica de retiros informado por el Coordinador, período 2000-2018 del SEN.

2.3.2 Proyección de demanda de clientes libres suministrados por Empresas Generadoras

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° 336, de 24 de mayo de 2019, la proyección mensual de consumos de energía y potencia horaria máxima para el periodo 2019-2040 de cada cliente libre del sistema, indicando si corresponde a un cliente suministrado por Empresas Distribuidoras o Empresas Generadoras.

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

Año	SEN (*)
2019	41.580
2020	42.363
2021	44.176
2022	45.545
2023	47.216
2024	47.675
2025	48.528
2026	49.977
2027	50.285
2028	50.657
2029	51.055
2030	51.330
2031	51.543
2032	51.680
2033	51.839
2034	52.133
2035	52.418
2036	52.679
2037	52.917
2038	53.159
2039	53.410

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

Tabla 2.6- Proyección de demanda de clientes libres del SEN en el período 2019-2039.

3. PREVISIÓN DE DEMANDA SISTÉMICA DEL SEN

Para el desarrollo de la proyección de demanda del SEN, se utilizó como información histórica base de demanda aquella informada por el Coordinador para el período 2000 a 2018. Asimismo, se tuvo en consideración la metodología y conclusiones obtenidas en el estudio realizado por la Comisión en el año 2014, denominado "Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo"¹. En base a esto la Comisión desarrolló modelaciones econométricas en base a modelos ARIMA y de Ajuste Parcial para el SEN, con las que se obtuvo los resultados de la proyección de demanda.

Cabe señalar que se consideró el total de los retiros del SIC y SING para los años 2000-2018. Lo anterior, para tener una matriz de información simétrica y completa de acuerdo a la calidad y trazabilidad de los datos. Además, se utilizaron como posibles variables explicativas la población, en adelante "POB", el Producto Interno Bruto, en adelante "PIB", el precio del cobre, variables de consumo anterior o rezagos, en adelante "REZ", y variables Dummy para incluir posibles cambios estructurales en algunos casos.

En base a esto, se testearon diferentes modelos, buscando aquellos que mejor representaran el comportamiento de la demanda analizando qué variables fuesen significativas, y permitiesen un modelo robusto, bien comportado y estadísticamente significativo, eligiendo finalmente aquel modelo que mejor explicase el comportamiento del consumo energético sistémico. Los modelos se realizaron en términos logarítmicos, dado que de esta forma se trabaja con elasticidades, lo que hace más directa la interpretación.

El modelo de proyección utilizado se describe a continuación. Cabe mencionar que este es un modelo genérico dado que para el SEN y para cada sector económico al que pertenecen los clientes libres, se consideran únicamente aquellas variables que resultan significativas, según se detalla en las tablas 3.2 y 5.4, respectivamente:

$$\ln(DDa_i) = c + \beta_1 \ln(PBI_i) + \beta_2 \ln(POB_i) + \beta_3 Ar(1) + \beta_4 Ar(2) + \beta_i @DUMMY_i + \mu_t$$

Donde,

ln(DDa_i) hace referencia al logaritmo natural de la demanda del sistema *i*,

ln(PBI_i) se refiere al logaritmo natural del producto bruto asociada al sistema *i*,

ln(POB_i) es el logaritmo natural de la población asociada al sistema *i*,

Ar(1) es la variable explicada rezagada un período,

Ar(2) es la variable explicada rezagada dos períodos,

@DUMMY_i son variables dummy, que recogen cambios estructurales, y

μ_t representa el término de error.

A partir del resultado de las estimaciones, se evaluaron los siguientes parámetros de bondad de ajuste:

- "Std. Error" es el error estándar de los coeficientes estimados, e indica su variabilidad probable en la muestra y, en consecuencia, su fiabilidad. El coeficiente estimado, más o

¹ Estudio "Análisis de consumo eléctrico en el corto, mediano y largo plazo" TOMO II <http://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe-Final-TOMO-II.pdf>

menos dos errores estándar, es un intervalo de confianza de 95%, aproximadamente. Cuando los coeficientes del error estándar son grandes se traducen en intervalos de confianza amplios.

- “*t-Statistic*” es el estadístico *t* de Student, y proporciona una prueba de hipótesis de irrelevancia de la variable: que el parámetro poblacional verdadero, pero desconocido, es cero, y en consecuencia que la variable correspondiente no contribuye con algo al pronóstico de la regresión y, por lo tanto, se puede omitir. Una forma de probar la irrelevancia de la variable con, digamos, un 5% de probabilidad de rechazarla en forma incorrecta, es comprobar si el cero está fuera del intervalo de confianza de 95% para el parámetro. Dado que el estadístico *t* de Student es la relación entre el coeficiente estimado y su error estándar, si es cero se encuentra fuera del intervalo de confianza de 95%, y el estadístico *t* de Student debe tener un valor absoluto mayor que 2. En consecuencia, se puede probar rápidamente la irrelevancia, a nivel de confianza de 5%, viendo si el estadístico *t* de Student tiene valor absoluto mayor a 2.
- “*Prob.*” representa el valor de probabilidad asociado con cada estadístico *t*. Es decir, la probabilidad de obtener un valor absoluto del estadístico *t* cuando menos tan grande, en valor absoluto, al que se obtuvo, suponiendo que es verdadera la hipótesis de irrelevancia. En este sentido, representa el criterio de rechazo de la hipótesis nula de significatividad basado en la probabilidad de cometer error tipo 1, siendo el valor de corte de 1%, 5% y 10% de probabilidad.
- “*R-squared*” es un indicador muy utilizado para medir la bondad de ajuste, o facilidad de pronóstico de la variable endógena (a explicar) basada en las variables exógenas (explicativas) que se incluyen en la regresión. R^2 mide el éxito de la ecuación de regresión, dentro de la muestra, para predecir la variable endógena. Si en la regresión se incluye una ordenada al origen (la constante), como casi siempre se hace, R^2 debe estar entre 0 y 1.
- “*Adjusted R-squared*” se puede interpretar igual que R^2 ; la diferencia es que incorpora correcciones de acuerdo con los grados de libertad que se usaron para ajustar el modelo (los grados de libertad dependen del tamaño de la muestra y de la cantidad de variables exógenas utilizadas).
- “*F-statistic*” es un estadístico que se emplea para comprobar la hipótesis de que los coeficientes de todas las variables en la regresión, excepto la ordenada al origen, son cero. Es decir, permite comprobar si, consideradas como un conjunto, las variables incluidas en el modelo tienen algún valor predictivo.
- “*Prob (F-statistic)*” es el valor de probabilidad del estadístico *F*, y expresa el nivel de significado al cual se puede rechazar la hipótesis de que el conjunto de las variables explicativas no tiene valor predictivo.
- Criterios de Información (*Akaike* y *Schwarz*) son una medida de la calidad relativa de un modelo estadístico, para un conjunto dado de datos. Estos criterios manejan un *trade-off* entre la bondad de ajuste del modelo y la complejidad del mismo. Se basa en la entropía de información: se ofrece una estimación relativa de la información perdida cuando se utiliza un modelo determinado para representar el proceso que genera los datos.

Para las proyecciones de las variables explicativas y, en particular las estimaciones de población del país, se consideró la información del Instituto Nacional de Estadísticas, en adelante “INE”². Además, se realizaron ajustes en base a la relación entre población y número de clientes históricos para Chile. En cuanto al PIB, para los años 2019, 2020 y 2021 se consideraron las proyecciones de crecimiento realizadas por el Banco Central, presentadas en su “Informe de Política Monetaria” de diciembre de

² <https://www.censo2017.cl/descargas/proyecciones/metodologia-estimaciones-y-proyecciones-de-poblacion-chile-1992-2050.pdf>

2019³, utilizando el valor promedio del rango. A partir del año 2022, se consideraron las proyecciones del Ministerio de Hacienda en base a los resultados del Comité Consultivo del PIB tendencial⁴-. Los valores utilizados se muestran a continuación:

Año	Tasa Crecimiento PIB	Tasa Crecimiento Población
2019	1,00%	1,9%
2020	1,00%	1,8%
2021	3,00%	1,1%
2022	3,20%	0,8%
2023	3,30%	0,7%
2024	3,30%	0,6%
2025	3,30%	0,6%
2026	3,30%	0,6%
2027	3,30%	0,5%
2028	3,30%	0,5%
2029	3,30%	0,5%
2030	3,30%	0,5%
2031	3,30%	0,4%
2032	3,30%	0,4%
2033	3,30%	0,4%
2034	3,30%	0,4%
2035	3,30%	0,3%
2036	3,30%	0,3%
2037	3,30%	0,3%
2038	3,30%	0,3%
2039	3,30%	0,2%

Tabla 3.1.- Tasas de crecimiento de proyección de variables explicativas, periodo 2019-2039 [%]

El modelo resultante según la metodología descrita es:

Sistema	Alfa (α)	Beta (β)	Gama (γ)	Epsilon (ϵ)	R2	R2 Ajustado
	Constante	PIB	POB	Rezago		
SEN	20853,53	0,43	0,29	0,01	0,99	0,99

Tabla 3.2.- Modelo de previsión de demanda sistémicas

³ <https://www.bcentral.cl/web/quest/-/informe-de-politica-monetaria-diciembre-2019>

⁴ <https://www.dipres.gob.cl/598/w3-propertyvalue-23765.html>

Como resultados de la implementación de la metodología antes mencionada, las tasas de crecimiento sistémicas son las siguientes:

Año	SEN
2019	1,0%
2020	1,6%
2021	2,4%
2022	2,6%
2023	2,7%
2024	2,7%
2025	2,7%
2026	2,8%
2027	2,5%
2028	2,7%
2029	2,6%
2030	2,4%
2031	2,5%
2032	2,4%
2033	2,4%
2034	2,4%
2035	2,5%
2036	2,5%
2037	2,5%
2038	2,4%
2039	2,4%

Tabla 3.3.- Tasas de crecimiento de previsión de demanda sin eficiencia energética, SEN [%]

Con fecha 28 de marzo de 2019, a través del Oficio Ordinario CNE N° 202, 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 sustentaran las proyecciones y las desagregaciones que permitieran incluir los valores para las distintas empresas distribuidoras y por tipo de cliente.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 24 de mayo de 2019, a través de su Oficio Ordinario N° 749, 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 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 efectos de las políticas de eficiencia energética presentados por el Ministerio de Energía, a nivel global, lo que corresponde al porcentaje de ahorro respecto a la demanda proyectada sin eficiencia energética.

Año	SEN
2019	0,83%
2020	1,16%
2021	1,45%
2022	1,77%
2023	1,96%
2024	2,21%
2025	2,55%
2026	2,88%
2027	3,20%
2028	3,38%
2029	3,54%
2030	3,88%
2031	4,23%
2032	4,60%
2033	4,98%
2034	5,36%
2035	5,61%
2036	5,86%
2037	6,11%
2038	6,36%
2039	6,61%

Tabla 3.4.- Tasas de Eficiencia Energética SEN proyectadas 2019-2039[%]

Las demandas anuales y tasas de crecimiento del SEN, proyectadas de acuerdo a las tasas del modelo econométrico y posteriormente ajustados por la tasa de eficiencia energética, son las que se presentan a continuación:

Año	Previsión de Demanda [GWh]	Tasas de Crecimiento [%]
2019	70.772	0,2%
2020	71.658	1,3%
2021	73.234	2,2%
2022	74.894	2,3%
2023	76.768	2,5%
2024	78.639	2,4%
2025	80.482	2,3%
2026	82.455	2,5%
2027	84.238	2,2%
2028	86.352	2,5%
2029	88.450	2,4%
2030	90.254	2,0%
2031	92.173	2,1%
2032	94.021	2,0%
2033	95.894	2,0%
2034	97.802	2,0%
2035	99.983	2,2%
2036	102.211	2,2%
2037	104.488	2,2%
2038	106.711	2,1%
2039	108.980	2,1%

Tabla 3.5.- Tasas de Previsión de demanda SEN 2019-2039.

4. PREVISIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES REGULADOS

4.1. 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 2019, contenida en el Informe de Licitaciones Definitivo del año 2019, y aprobado por la Resolución Exenta N°599, de la Comisión Nacional de Energía, de 13 de septiembre de 2019, en adelante "Resolución Exenta CNE N°599". No obstante lo anterior, cabe destacar que si bien en el presente informe se consideran las metodologías y modelos de proyección contenidos en el Informe de Licitaciones Definitivo del año 2019, se actualizó el PIB utilizado debido a la fuerte variación existente entre la proyección realizada por el Banco Central en junio 2019 versus la presentada en el último IPOM correspondiente a diciembre 2019. La metodología de cálculo se describe a continuación.

4.2. Análisis de los Antecedentes

A partir de la información recibida por parte de las Empresas Distribuidoras, en respuesta al Oficio Ordinario CNE N°169 de fecha 18 de marzo de 2019, 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.

Cabe señalar que, según lo indicado en el referid Of Ord CNE N° 169, 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 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, y la Resolución Exenta CNE N° 558, de 2017, 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", 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, "Proyección de Demanda de Energía de Clientes Regulados Período 2019-2039", en el que realizaron proyecciones de consumo mensuales desde enero 2019 a diciembre 2039. Este estudio efectuó tales proyecciones en base a una modelación econométrica por barra de transmisión nacional, considerando datos históricos desde el año 2011 al 2018 en forma mensual.

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

Las proyecciones de la empresa Cooperosol, 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.

Cabe señalar que CGE Distribución, 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" se disolvieron dado que fueron absorbidas por Compañía General de Electricidad S.A., en adelante "CGE", constituyéndose por tanto esta última en su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones, por lo tanto, se agrupó el total para CGE para todo el período de proyección.

Los antecedentes se encuentran disponibles en el sitio web <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/09/Informe-Final-de-Licitaciones-2019.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.

Para el caso de la empresa Cooperosol, se consideró como tasa de crecimiento el promedio del consumo que sería asociado al antiguo SING.

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

Empresa Dx	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	3,0%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%
EMELCA	3,3%	4,5%	4,0%	3,9%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%
LITORAL	4,9%	5,0%	4,9%	4,6%	4,4%	4,3%	4,1%	4,0%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%
ENEL	0,5%	1,5%	1,8%	1,8%	2,0%	2,2%	2,3%	2,5%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
DISTRIBUCIÓN	0,5%	1,5%	1,8%	1,8%	2,0%	2,2%	2,3%	2,5%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
EBC	0,5%	1,5%	1,8%	1,8%	2,0%	2,2%	2,3%	2,5%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
TIL-TIL	-0,4%	1,0%	1,8%	1,2%	1,5%	1,4%	1,5%	1,5%	1,7%	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	-1,1%
EIPA	0,6%	2,3%	2,3%	2,2%	2,6%	2,8%	3,0%	3,3%	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%
LUZ ANDES	-0,5%	0,1%	1,5%	1,8%	2,0%	2,2%	2,4%	2,6%	2,2%	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
CGE	3,9%	3,9%	3,5%	3,4%	3,4%	3,5%	3,5%	3,5%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%
COOPERSOL	0,3%	0,4%	1,5%	1,7%	2,0%	2,2%	2,5%	3,3%	2,5%	2,0%	1,8%	1,6%	1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
COPELAN	2,7%	4,3%	5,2%	5,2%	5,3%	5,4%	5,5%	5,5%	5,2%	4,9%	4,7%	4,5%	4,3%	4,1%	4,0%	3,8%	3,7%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%
FRONTEL	1,7%	2,9%	3,1%	2,9%	3,2%	3,4%	3,5%	3,6%	3,1%	3,2%	3,1%	3,1%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%
SAESA	2,4%	3,6%	3,4%	3,5%	3,6%	3,7%	3,9%	3,9%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%
CODINER	6,9%	5,6%	5,0%	6,0%	5,1%	4,8%	5,1%	4,7%	4,3%	4,2%	4,1%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%
EDECSA	-7,0%	4,9%	7,4%	5,7%	5,4%	5,5%	5,2%	5,0%	4,3%	4,1%	4,1%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%
CEC	4,0%	3,7%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%
LUZLINARES	4,5%	5,1%	4,5%	4,5%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	3,6%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,5%
LUZPARRAL	-0,1%	5,9%	2,4%	4,3%	3,2%	3,9%	3,5%	3,7%	3,3%	3,4%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
COPELEC	5,6%	5,5%	4,7%	4,7%	4,8%	4,4%	4,3%	4,3%	3,8%	3,7%	3,7%	3,5%	3,3%	3,3%	3,2%	3,1%	2,9%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%
COELCHA	3,5%	4,9%	5,0%	4,9%	4,8%	4,8%	4,7%	4,6%	3,9%	4,0%	3,8%	3,7%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%
SOCOPEA	4,7%	3,5%	4,7%	4,5%	3,8%	3,9%	4,0%	3,7%	3,4%	3,4%	3,4%	3,1%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%
COOPREL	7,8%	4,7%	4,1%	4,2%	3,9%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,5%	2,5%
LUZ OSORNO	2,1%	2,8%	3,1%	3,1%	3,0%	3,1%	3,1%	3,3%	2,4%	2,8%	3,0%	2,8%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,7%
CRELL	2,9%	5,1%	3,7%	4,0%	3,8%	3,7%	3,6%	3,6%	3,7%	3,5%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%
Total	2,4%	3,0%	2,9%	2,9%	3,0%	3,1%	3,1%	3,2%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%

Tabla 4.1- Tasas de crecimiento de previsión de demanda por Empresa Distribuidora, periodo 2019-2039 [%].

4.3. Eficiencia Energética

Con fecha 28 de marzo de 2019, a través del Oficio Ordinario CNE N° 202, 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 sustentaran las proyecciones y las desagregaciones que permitieran incluir los valores para las distintas empresas distribuidoras y por tipo de cliente.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 24 de mayo de 2019, a través de su Oficio Ordinario N° 749, 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 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	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	17	24	31	39	44	50	60	70	82	91	101	116	132	149	167	185	200	216	231	248	264
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	1	1	1	1	1	1	1
ENEL DISTRIBUCIÓN	73	102	126	154	174	198	232	264	293	307	320	351	385	424	467	512	544	577	612	648	685
EEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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
LUZ ANDES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CGE	144	211	274	347	398	464	553	645	739	807	874	985	1.105	1.233	1.368	1.510	1.620	1.733	1.849	1.970	2.093
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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FRONTEL	3	5	7	9	10	12	14	17	21	24	28	33	38	43	49	54	59	64	69	75	80
SAESA	24	34	44	56	65	77	95	114	134	150	166	190	216	244	274	305	331	358	386	416	446
CODINER	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
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	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LUZPARRAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COPELEC	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	4
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	1	1	1	1	1
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
LUZ OSORNO	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3	3
CRELL	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
TOTAL	261	378	483	606	693	804	959	1.116	1.275	1.386	1.494	1.681	1.884	2.102	2.334	2.577	2.766	2.961	3.162	3.372	3.585

Tabla 4.2.- Proyección de ahorros de consumo eléctrico por efecto de medidas de eficiencia energética a nivel de subestación Primaria [GWh]

4.4. Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios

En relación al traspaso de clientes que tienen posibilidad de optar entre una tarifa libre o una regulada, resulta relevante analizar las condiciones actuales del mercado al que estos clientes pueden acceder, así como también la posible evolución de los precios, las condiciones actuales del mercado de generación, y el comportamiento que estos clientes podrían tener en función de estas consideraciones.

De esta forma, se efectuó un análisis respecto de los posibles traspasos de clientes regulados a tarifa libre, sobre la base de la oferta actual disponible y estimada por parte de las empresas generadoras y sus precios asociados para el horizonte 2018-2025⁵, considerando como referencia de comparación la diferencia entre el precio promedio de energía para contratos de clientes libres en zonas de concesión y suscritos desde enero de 2017 hasta marzo de 2018, y la tarifa de energía regulada AT 4.3 en distintas zonas del país, bajo la hipótesis de que esta tarifa corresponde

⁵ No se realizó una proyección distinta para el periodo posterior al año 2025, pues no se dispone de información sobre los precios resultantes de futuras licitaciones de suministro para clientes regulados.

actualmente a la utilizada por los clientes regulados con posibilidad a optar a régimen libre. Este análisis muestra la siguiente relación de precios:

Año	Precio Cliente Libre / Tarifa AT 4.3
2019	-39%
2020	-41%
2021	-38%
2022	-35%
2023	-35%
2024	-31%
2025	-19%

Tabla 4.3- Relación de precios promedio de clientes libres a enero 2018 y tarifa AT 4.3.

Para efectos de este análisis referencial, resulta necesario estimar los precios a los que podrían acceder los clientes descritos en los párrafos anteriores. Para ello se estimaron los precios por concepto de energía sobre la base de los precios de los contratos de suministro de clientes libres firmados desde el año 2017, de acuerdo a lo informado como respuesta al Oficio CNE N° 233, de 2018, dirigido a empresas generadoras, considerando que la reciente data de suscripción de tales contratos podría resultar una señal que refleje los precios a los que actualmente están accediendo los clientes libres. Asimismo, para la información de los clientes libres suministrados por empresas distribuidoras, se consideraron los antecedentes informados por éstas para el cálculo del Precio Medio de Mercado.

De lo observado en los escenarios comparativos, para un mismo cliente y en cada zona indicada, resultaría económicamente conveniente suscribir un contrato a precio libre en relación a continuar bajo la modalidad de cliente regulado, para el horizonte estudiado.

Adicionalmente, se analizó la energía disponible para el horizonte evaluado por parte de las distintas empresas suministradoras, considerando supuestos de generación tales como disponibilidad de combustibles, condiciones hidrológicas, tecnologías de generación y niveles de contratación adecuados asociados para cada una, la energía contratada para clientes libres y regulados en el horizonte analizado, y la proyección de demanda sistémica, estimándose que existiría energía disponible para ser ofrecida como suministro a clientes que actualmente tienen opción de tarifa regulada.

De lo anterior se concluye que, bajo los supuestos y proyecciones considerados, existirían incentivos y condiciones para el traspaso de clientes de tarifa regulada a libre, existiendo también energía disponible para satisfacer dicha migración. Sin perjuicio de ello, se debe tener en cuenta que esta estimación sólo consideró la variable precio de energía, la cual no necesariamente actúa como variable absoluta de decisión para un cliente, y que podrían existir otras variables no cuantificadas en este ejercicio referencial a ser consideradas por este tipo de clientes al momento de decidir un régimen de tarifa determinado, tales como el perfil de demanda del cliente, su localización, costos de transacción, características contractuales, entre otros.

De manera adicional a la comparación de precios descrita anteriormente y que da cuenta de la existencia de incentivos para que clientes sometidos a regulación de precios se traspassen a un régimen de precio libre, se estimó la trayectoria temporal de dicho traspaso a través del modelo de difusión de Bass. Dicho modelo consiste en una ecuación diferencial que describe el proceso de cómo nuevos productos son adoptados por la población, en este caso, cómo los clientes sometidos a regulación de precios se traspassen al régimen libre.

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

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

Donde p es el coeficiente de innovación y q el de imitación. $F(t)$ es la proporción de adoptantes acumulada al tiempo t , mientras que m es el mercado potencial final. De esta manera $mF(t)$ define el número acumulado de adoptantes. El gráfico 1 muestra la probabilidad de traspaso de clientes sometidos a regulación de precios, en función del tiempo presente en el mercado. En las estimaciones finales se ha asumido un coeficiente de innovación $p = 0,01475$ y de imitación de $q = 0,38^6$, además, el mercado potencial de clientes (m) es de 2936 clientes a en el año 2013. El factor de innovación p indica el momento en que los innovadores adoptan la tecnología (desplaza la curva de izquierda a derecha), mientras que q determina la rapidez de imitación (pendiente de la curva).

Los factores descritos se obtuvieron en base al comportamiento real observado en este mercado en los últimos años

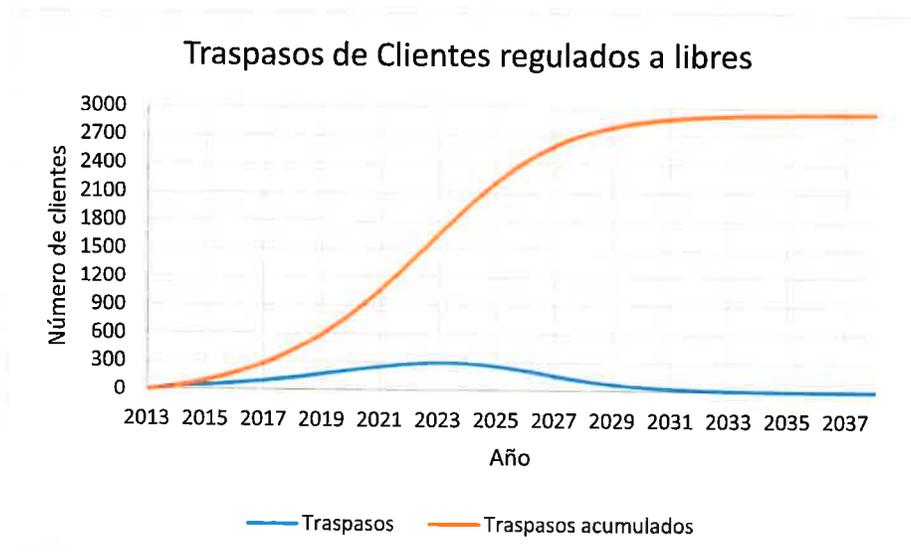


Gráfico 1.- Proyección de probabilidad de traspasarse de clientes regulados a clientes libres en función del tiempo, CNE, [%]

Por todo lo expuesto, y tomando como base todos los traspasos ya materializados, la Comisión determinó una tasa de consumo promedio de energía por cliente, considerada para el traspaso, en lugar de un número de clientes. El anterior criterio se aplica para efectos de estimar el impacto de los traspasos de clientes regulados en el consumo de energía, debido a que no es posible identificar específicamente cuáles clientes y en qué momento se traspasarán en el horizonte de análisis.

Adicionalmente, y teniendo en consideración el análisis realizado durante el año 2018 que se basó en el mismo modelo y supuestos, se fijó una base de clientes que al año 2025 no se traspasarán al régimen de clientes libres, es decir, se asume una nueva tasa de traspasos, pero teniendo como límite que no se traspasarán al 2025 más clientes que los que se habían proyectado durante el proceso de previsión de demanda del año 2018. Lo anterior encuentra fundamento en que no se aprecian cambios relevantes en los precios y condiciones a que acceden los clientes que desean

⁶ Valor que fluctúa entre 0,3 y 0,5, con media de 0,38 (Sultan et al., 1990)

traspasarse de régimen, en comparación a lo observado a propósito del informe de licitaciones del año anterior.

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	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	54	104	119	137	157	163	168	174	180	188	195	203	210	217	224	231	238	245	252	259	266
EMELCA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LITORAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENEL DISTRIBUCIÓN	263	829	989	1.181	1.397	1.458	1.517	1.585	1.650	1.728	1.807	1.889	1.967	2.043	2.118	2.193	2.268	2.343	2.418	2.494	2.571
EEC	1	5	5	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	8	9	9
TIL-TIL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EEPA	4	10	12	13	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	21	21	22	22	23	24
LUZ ANDES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CGE	307	433	515	613	721	749	773	803	833	873	914	956	995	1.033	1.070	1.105	1.141	1.176	1.212	1.247	1.283
COOPERSOL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COOPELAN	10	14	16	19	23	24	25	26	28	29	30	31	32	34	35	36	37	39	40	41	42
FRONTEL	-	33	55	81	110	119	128	137	146	156	166	176	186	196	206	215	225	235	245	255	265
SAESA	-	54	89	130	177	189	200	213	226	241	258	275	290	305	320	334	349	363	377	390	404
CODINER	18	25	30	35	42	44	46	48	50	52	54	57	59	61	63	65	68	70	72	75	77
EDECSA	-	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZLINARES	1	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6
LUZPARRAL	7	9	10	12	13	14	14	15	16	16	17	17	18	18	19	20	20	21	21	22	23
COPELEC	7	9	11	13	16	17	17	18	19	20	21	21	22	23	24	25	26	27	27	28	29
COELCHA	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4
SOCOPEA	3	5	6	7	9	9	9	10	10	11	11	12	12	13	13	14	14	14	15	15	16
COOPREL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUZ OSORNO	-	5	8	11	15	16	18	19	21	22	23	25	26	27	29	30	32	33	35	36	38
CRELL	3	5	6	7	8	8	8	9	9	10	10	10	11	11	12	12	12	13	13	14	14
TOTAL	679	1.545	1.875	2.272	2.715	2.837	2.954	3.088	3.219	3.377	3.540	3.705	3.864	4.018	4.169	4.319	4.469	4.618	4.768	4.918	5.070

Tabla 4.4.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes regulados a libre CNE, a nivel de subestación primaria [GWh]

4.5. 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.

4.6. Generación Eléctrica Residencial

Con fecha 28 de marzo de 2019, a través del Oficio Ordinario CNE N° 202, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de Generación Residencial de conformidad con lo dispuesto en la 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 24 de mayo de 2019, a través de su Oficio Ordinario N° 749, 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.

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	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	2,3	3,8	6,1	9,7	14,9	21,8	30,5	39,0	47,5	56,0	64,5	73,0	78,3	83,6	88,9	94,2	99,5	103,0	106,4	109,8	113,2
EMELCA	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0
LITORAL	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8	1,2	1,7	2,1	2,6	3,0	3,5	4,0	4,3	4,5	4,8	5,1	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2
ENEL DISTRIBUCIÓN	3,4	6,0	10,1	16,5	26,7	40,4	58,4	77,2	96,0	114,8	133,5	152,3	166,1	179,8	193,5	207,3	221,0	231,1	241,1	251,2	261,3
EEC	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1	2,2	2,4	2,5	2,6	2,8	2,9	3,0
TIL-TIL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
EEPA	0,1	0,2	0,3	0,4	0,7	1,0	1,5	2,0	2,4	2,9	3,4	3,9	4,2	4,6	4,9	5,3	5,6	5,9	6,1	6,4	6,7
LUZ ANDES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
CGE	54,0	54,0	54,0	54,0	67,5	99,4	140,1	180,7	221,4	262,0	302,6	343,3	369,9	396,5	423,1	449,7	476,4	494,3	512,2	530,1	548,0
COOPERSOL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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
COOPELAN	0,2	0,3	0,4	0,7	1,2	1,8	2,6	3,4	4,3	5,1	6,0	6,8	7,4	8,0	8,6	9,2	9,9	10,3	10,8	11,2	11,6
FRONTEL	0,7	1,1	1,8	2,9	4,5	6,6	9,3	11,9	14,6	17,2	19,9	22,5	24,2	26,0	27,7	29,4	31,1	32,3	33,4	34,6	35,7
SAESA	0,5	0,9	1,5	2,4	4,0	6,0	8,7	11,5	14,4	17,2	20,0	22,9	24,9	27,0	29,1	31,2	33,3	34,9	36,4	38,0	39,5
CODINER	0,1	0,1	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,3	1,5	1,7	2,0	2,1	2,3	2,4	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1
EDECSA	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	1,8	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,6
CEC	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,5	0,6	0,8	0,9	1,0	1,2	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8
LUZLINARES	0,1	0,2	0,2	0,4	0,6	0,9	1,2	1,6	1,9	2,3	2,6	3,0	3,2	3,4	3,6	3,9	4,1	4,2	4,4	4,5	4,7
LUZPARRAL	0,1	0,1	0,2	0,4	0,5	0,8	1,1	1,4	1,8	2,1	2,4	2,7	2,9	3,1	3,3	3,5	3,7	3,8	4,0	4,1	4,2
COPELEC	0,2	0,4	0,6	1,0	1,6	2,3	3,2	4,2	5,1	6,0	6,9	7,8	8,4	9,0	9,6	10,2	10,8	11,2	11,5	11,9	12,3
COELCHA	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	1,1	1,2	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2
SOCOEPA	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6
COOPREL	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7
LUZ OSORNO	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,7	1,0	1,3	1,7	2,0	2,3	2,6	2,9	3,1	3,4	3,6	3,9	4,1	4,2	4,4	4,6
CRELL	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,1	1,3	1,6	1,9	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0	3,2	3,3	3,5	3,6	3,8
TOTAL	62	68	77	91	126	187	265	343	422	501	579	658	711	764	817	870	923	960	997	1.033	1.070

Tabla 4.5.- Proyección de generación residencial, a nivel de subestación primaria [GWh]

4.7. Electromovilidad

Con fecha 28 de marzo de 2019, a través del Oficio Ordinario CNE N° 202, 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 24 de mayo de 2019, a través de su Oficio Ordinario N° 749, 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 que incluye la proyección de PIB consistente con el presente informe, 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	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	3	4	6	9	12	15	18	22	26	30	36	41	53	62	73	86	98	112	129	145	163
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
LITORAL	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	5	5	6	7	8	9
ENEL DISTRIBUCIÓN	10	14	22	32	42	53	66	80	95	112	132	154	196	231	271	318	366	418	480	541	608
EEC	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	5	5	6	7
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
EEPA	0	0	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	5	6	7	8	9	11	12	14	15
LUZ ANDES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
CGE	15	22	34	49	65	82	101	123	146	173	204	237	303	357	419	491	566	646	742	838	940
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	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	5	6	6
FRONTEL	1	1	2	2	3	4	5	6	8	9	11	13	16	20	23	27	31	36	42	47	54
SAESA	2	2	4	5	7	9	11	13	16	18	22	25	32	38	45	52	60	69	79	89	100
CODINER	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	5	6
EDECSA	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	4
CEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3
LUZLINARES	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	5	5	6	7
LUZPARRAL	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	4	4	5	5	6
COPELEC	0	0	0	1	1	1	2	2	2	3	3	4	5	6	7	8	9	11	13	14	16
COELCHA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3
SOCOPEA	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3
COOPREL	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	4
LUZ OSORNO	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13
CRELL	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	5	5	6	7	8	9	10
TOTAL	32	45	72	102	137	173	212	259	308	363	429	499	637	750	882	1.034	1.190	1.360	1.561	1.763	1.979

Tabla 4.6.- Proyección de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país, a nivel de subestación primaria [GWh]

4.8. 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 nacional, para el horizonte 2019 a 2039, son las que se presentan a continuación:

Empresa Dtr	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
CHILQUINTA	2.368	2.379	2.435	2.490	2.548	2.620	2.691	2.764	2.835	2.908	2.982	3.051	3.130	3.206	3.284	3.364	3.448	3.536	3.626	3.717	3.809
EMELCA	19	20	20	21	22	23	24	24	25	26	27	27	28	29	30	31	32	33	34	34	35
LITORAL	120	127	133	139	145	151	157	163	168	174	180	186	193	199	206	212	219	226	232	239	246
ENEL	10.519	9.960	9.954	9.938	9.930	10.097	10.279	10.485	10.662	10.863	11.079	11.282	11.516	11.747	11.990	12.245	12.521	12.811	13.117	13.430	13.755
DISTRIBUCIÓN																					
ECC	91	88	89	91	92	94	96	99	101	103	106	108	111	114	117	120	123	127	130	134	137
TIL-TIL	16	16	17	17	17	17	18	18	18	19	19	19	20	20	20	21	21	21	21	22	22
EEPA	214	209	212	215	220	226	233	241	249	257	265	274	284	294	304	315	326	337	350	362	375
LUZ ANDES	10	10	10	11	11	11	11	11	12	12	12	13	13	13	14	14	15	15	15	15	16
CGE	12.918	13.116	13.437	13.781	14.140	14.577	15.002	15.447	15.858	16.295	16.725	17.110	17.532	17.936	18.342	18.752	19.196	19.651	20.119	20.583	21.053
COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3
COOPELAN	95	96	98	100	103	108	114	120	126	132	138	143	150	156	163	169	175	182	189	196	203
FRONTEL	996	975	980	983	986	1.011	1.039	1.068	1.092	1.120	1.146	1.172	1.200	1.229	1.257	1.287	1.317	1.349	1.381	1.413	1.445
SAESA	1.801	1.780	1.796	1.811	1.830	1.885	1.940	1.998	2.049	2.103	2.157	2.205	2.256	2.305	2.354	2.403	2.459	2.515	2.571	2.629	2.687
CODINER	74	70	69	70	69	72	76	80	83	87	91	95	99	103	106	110	114	118	122	125	129
EDECSA	50	53	56	60	63	66	69	73	75	79	82	85	88	91	95	98	101	105	108	112	115
CEC	86	90	92	96	99	103	107	111	115	119	123	127	132	136	141	145	150	155	160	166	171
LUZINARES	139	145	151	158	164	171	178	185	191	198	204	211	218	225	232	239	246	254	261	268	276
LUZPARRAL	183	192	196	203	208	216	223	231	238	246	254	262	271	279	288	297	307	316	326	337	347
COPELEC	210	218	227	236	245	256	266	277	287	297	307	318	329	340	351	362	373	385	397	409	420
COELCHA	47	49	50	54	56	59	61	64	66	69	71	74	77	79	82	85	88	90	93	96	99
SOCOPEA	40	38	40	41	41	43	44	46	47	49	50	52	54	55	57	59	60	62	64	66	67
COOPREL	47	49	51	53	55	57	59	61	63	65	67	69	72	74	76	78	81	83	85	88	90
LUZ OSORNO	160	158	159	161	163	167	172	177	180	184	189	194	199	205	210	216	223	229	236	243	250
CRELL	99	104	107	110	114	118	122	126	130	135	139	144	149	153	158	163	168	173	178	183	189
TOTAL	30.304	29.941	30.381	30.840	31.321	32.148	32.981	33.866	34.670	35.539	36.413	37.221	38.119	38.987	39.877	40.784	41.762	42.772	43.816	44.868	45.937

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

Tabla 4.7.- Previsión ajustada de demanda de clientes regulados de Empresas Distribuidoras del SEN en el periodo 2019-2039, considerando eficiencia energética, traspaso de clientes, generación residencial y electromovilidad, a nivel de Suestación Primaria de distribución.

4.9. 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°169, de fecha 18 de marzo de 2019.

4.10. 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°169, de fecha 18 de marzo de 2019.

5. PREVISIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES LIBRES

La proyección de demanda para clientes libres se desarrolla en varias etapas. En primer lugar, se realiza una proyección sistémica, con la metodología y resultados presentados en el capítulo 3 del presente informe. Adicionalmente, se realiza la proyección de clientes regulados explicado en el capítulo 4 de este informe. Finalmente, como método de estimación, y conociendo el valor de generación del SEN, y las proyecciones de clientes regulados ya estimadas, se puede obtener un valor esperado de las ventas a clientes libres como diferencial entre el consumo total y el consumo regulado.

La tabla 5.1 muestra la demanda de clientes libres totales en base al cálculo expuesto y tomando en consideración las tasas de crecimiento totales del SEN y la demanda de clientes regulados, según la siguiente ecuación:

$$\text{Previsión Clientes Libres} = (\text{Previsión Sistema SEN}) - (\text{Previsión Clientes Regulados})$$

Año	SEN		
	Total	Clientes Regulados	Clientes Libres
2019	70.772	30.304	40.468
2020	71.658	29.941	41.717
2021	73.234	30.381	42.853
2022	74.894	30.840	44.054
2023	76.768	31.321	45.447
2024	78.639	32.148	46.491
2025	80.482	32.981	47.501
2026	82.455	33.868	48.587
2027	84.238	34.670	49.568
2028	86.352	35.539	50.813
2029	88.450	36.413	52.037
2030	90.254	37.221	53.033
2031	92.173	38.119	54.054
2032	94.021	38.987	55.034
2033	95.894	39.877	56.017
2034	97.802	40.784	57.018
2035	99.983	41.762	58.221
2036	102.211	42.772	59.439
2037	104.488	43.816	60.672
2038	106.711	44.868	61.843
2039	108.980	45.937	63.043

Tabla 5.1.- Previsión demanda de clientes libres del SEN en el período 2019-2039 [GWh].

Como segunda etapa, ya teniendo la proyección total de demanda para clientes libres, se realiza un análisis separado por sector económico.

En una primera etapa se analiza la información histórica, que corresponde al período 2000-2018. A continuación, se presentan los datos informados por el Coordinador en respuesta a la Oficio Ordinario CNE N°63, de 30 de enero de 2019, donde se presentan 5 sectores económicos: Comercial, Público y Residencial; Energético; Industrial; Minero; y, Transporte.

Año	SEN					Total Clientes Libres
	Comercial, Público, Residencial (CPR)	Energético	Industrial	Minero	Transporte	
2000	0	35	4.821	12.359	162	17.376
2001	0	7	4.452	12.935	178	17.573
2002	0	23	4.122	13.828	175	18.148
2003	0	27	4.121	15.297	196	19.641
2004	0	15	4.043	16.541	152	20.752
2005	0	9	4.315	16.591	63	20.978
2006	9	10	4.670	17.263	64	22.017
2007	27	13	4.939	18.151	58	23.188
2008	26	3	4.948	18.680	49	23.706
2009	25	15	4.424	19.321	48	23.833
2010	25	110	7.122	20.162	441	27.860
2011	43	180	8.104	21.258	461	30.046
2012	79	178	7.981	22.709	462	31.408
2013	92	172	7.363	23.315	487	31.429
2014	83	173	7.060	24.077	484	31.878
2015	67	175	6.854	25.031	494	32.623
2016	73	215	6.528	25.448	482	32.746
2017	193	451	8.156	25.689	521	35.010
2018	1.214	376	12.335	25.454	612	39.991

Tabla 5.2.- Retiros históricos clientes libres por sector económico del SEN periodo 2000-2018 [GWh].

Con la información histórica, la Comisión realiza una modelación econométrica para cada sector en forma separada, utilizando como variables explicativas la población (POB), Producto Interno Bruto (PIB), precio del cobre (Precio Cobre), variables de consumo anterior o rezagos (REZ) y posibles cambios estructurales en algunos casos. Además, se realizan los test correspondientes para determinar el buen comportamiento del modelo en cada caso, seleccionando en base a esto el modelo que cumpla con tener el mejor ajuste y capacidad explicativa. Los valores utilizados se muestran a continuación:

Año	Tasa Crecimiento PIB	Tasa Crecimiento Población	Tasa Crecimiento Precio Cobre [USD/ton métrica]
2019	1,00%	1,9%	2,70%
2020	1,00%	1,8%	1,00%
2021	3,00%	1,1%	1,00%
2022	3,20%	0,8%	1,00%
2023	3,30%	0,7%	1,00%
2024	3,30%	0,6%	1,00%
2025	3,30%	0,6%	1,00%
2026	3,30%	0,6%	1,00%
2027	3,30%	0,5%	1,00%
2028	3,30%	0,5%	1,00%
2029	3,30%	0,5%	1,00%
2030	3,30%	0,5%	1,00%
2031	3,30%	0,4%	1,00%
2032	3,30%	0,4%	1,00%
2033	3,30%	0,4%	1,00%
2034	3,30%	0,4%	1,00%
2035	3,30%	0,3%	1,00%
2036	3,30%	0,3%	1,00%
2037	3,30%	0,3%	1,00%
2038	3,30%	0,3%	1,00%
2039	3,30%	0,2%	1,00%

Tabla 5.3.- Tasas de crecimiento de proyección de variables explicativas, Período 2019-2039 [%].

Cabe mencionar que para los sectores económicos de Transporte y Comercial, Público y Residencial, la estructura de la serie de consumo posee una elevada volatilidad alrededor de un valor medio, sin poseer una tendencia definida y clara, lo que se conoce como ruido blanco. El éxito de los pronósticos, en econometría, depende de la existencia de regularidades, que el modelo de pronóstico las capte y que sean informativas sobre el futuro, situación que se aprecia no ocurre en estos casos, lo cual imposibilita la especificación de un modelo adecuado para pronosticar el consumo de clientes libres para el periodo de análisis. Por lo mismo, para estos casos, la proyección se realiza utilizando modelos estadísticos tendenciales con ajustes propios de cada caso.

Los modelos resultantes de la proyección econométrica descrita en el numeral 3 son:

Sistema	Alfa (α)	Beta (β)	Gama (γ)	Delta (δ)	R ²	R ² Ajustado
	Constante	PIB	POB	Precio Cobre		
Energético	-79,89	5,64			0,65	0,64
Industrial	-1,46	1,88	0,95		0,78	0,74
Minero	-6,28	1,45		0,05	0,98	0,98

Tabla 5.4.- Modelos de previsión de demanda por sector económico

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

Año	SEN					Total Clientes Libres
	Comercial, Público, Residencial (CPR)	Energético	Industrial	Minero	Transporte	
2019	9,6%	1,0%	2,5%	3,1%	16,3%	3,8%
2020	14,1%	1,3%	3,4%	4,2%	1,4%	3,5%
2021	12,8%	1,4%	3,8%	4,4%	1,5%	4,4%
2022	11,5%	1,4%	4,1%	4,6%	1,5%	4,7%
2023	10,3%	1,4%	4,1%	4,6%	1,5%	4,7%
2024	9,4%	1,4%	4,1%	4,6%	1,5%	4,7%
2025	8,6%	1,4%	4,1%	4,6%	1,5%	4,7%
2026	7,9%	1,4%	4,2%	4,6%	1,5%	4,6%
2027	7,3%	1,4%	4,2%	4,6%	1,5%	4,6%
2028	6,8%	1,3%	4,2%	4,7%	1,5%	4,7%
2029	6,4%	1,3%	4,2%	4,7%	1,5%	4,6%
2030	6,0%	1,3%	4,2%	4,7%	1,5%	4,6%
2031	5,7%	1,3%	4,3%	4,7%	1,5%	4,9%
2032	5,4%	1,3%	4,3%	4,7%	1,5%	4,7%
2033	5,1%	1,3%	4,3%	4,7%	1,5%	4,7%
2034	4,8%	1,2%	4,3%	4,7%	1,5%	4,7%
2035	4,6%	1,2%	4,3%	4,7%	1,5%	4,7%
2036	4,4%	1,2%	4,3%	4,7%	1,5%	4,5%
2037	4,2%	1,2%	4,4%	4,7%	1,5%	4,6%
2038	4,1%	1,2%	4,4%	4,7%	1,5%	4,6%
2039	4,1%	1,2%	4,4%	4,7%	1,5%	4,5%

Tabla 5.5.- Tasas de crecimiento por sector económico 2019-2039 sin eficiencia energética [%]

Adicionalmente, a los resultados obtenidos se les incorpora la Eficiencia Energética específica de cada sector económico en base a las proyecciones enviadas por el Ministerio de Energía, a través de su Oficio Ordinario N°782, de fecha 25 de mayo de 2018, como respuesta a la solicitud de la Comisión, contenida en el Oficio Ordinario N°641, de 27 de abril de 2018. Los valores considerados se detallan a continuación, los que corresponden al porcentaje de ahorro respecto a la demanda proyectada sin eficiencia energética:

Año	SEN				
	Comercial, Público, Residencial (CPR)	Energético	Industrial	Minero	Transporte
	Comercial	Industria	Industria	Minería	Transporte
2019	1%	1%	1%	1%	0%
2020	1%	1%	1%	1%	0%
2021	1%	1%	1%	1%	0%
2022	2%	2%	2%	2%	-1%
2023	2%	2%	2%	2%	-1%
2024	2%	2%	2%	2%	-1%
2025	3%	2%	2%	2%	-1%
2026	3%	2%	2%	3%	-1%
2027	3%	3%	3%	3%	-1%
2028	3%	3%	3%	4%	-1%
2029	4%	3%	3%	4%	-1%
2030	6%	4%	4%	5%	-1%
2031	9%	4%	4%	5%	-1%
2032	12%	5%	5%	6%	-1%
2033	13%	5%	5%	7%	-1%
2034	13%	5%	5%	7%	-1%
2035	14%	6%	6%	8%	-1%
2036	15%	6%	6%	8%	-1%
2037	15%	6%	6%	9%	-1%
2038	16%	7%	7%	9%	-1%
2039	16%	7%	7%	9%	-1%

Tabla 5.6.- Previsión de eficiencia energética por sector económico 2019-2039 [%]

Para el caso del sector Transporte, adicionalmente se incluyen los aumentos de consumo de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país. Para este caso, se consideraron únicamente el transporte ferroviario y de buses, dado que autos y taxis ya fueron incluidos en las proyecciones de consumos de clientes regulados.

Los consumos considerados para el período de proyección se detallan a continuación:

Año	Electromovilidad Clientes Libres
2019	61.355
2020	124.303
2021	193.185
2022	264.608
2023	336.993
2024	412.468
2025	487.662
2026	555.946
2027	626.968
2028	698.569
2029	773.285
2030	849.696
2031	1.119.873
2032	1.280.773
2033	1.456.252
2034	1.643.287
2035	1.830.772
2036	1.939.505
2037	2.067.346
2038	2.191.779
2039	2.300.578

Tabla 5.7.- Electromovilidad 2019-2039 [MWh].

Las tasas de crecimiento de demanda finales de clientes libres, incluyendo Eficiencia Energética y Electromovilidad son las siguientes:

Año	SEN				
	Comercial, Público, Residencial (CPR)	Energético	Industrial	Minero	Transporte
2019	8%	2%	1%	2%	24%
2020	14%	1%	3%	4%	10%
2021	13%	1%	3%	4%	10%
2022	11%	1%	4%	4%	9%
2023	10%	1%	4%	4%	8%
2024	9%	1%	4%	4%	8%
2025	7%	1%	4%	4%	7%
2026	7%	1%	4%	4%	6%
2027	7%	1%	4%	4%	6%
2028	7%	1%	4%	4%	6%
2029	7%	1%	4%	4%	6%
2030	5%	1%	4%	4%	5%
2031	3%	1%	4%	4%	16%
2032	2%	1%	4%	4%	9%
2033	4%	1%	4%	4%	9%
2034	4%	1%	4%	4%	8%
2035	4%	1%	4%	4%	8%
2036	4%	1%	4%	4%	4%
2037	4%	1%	4%	4%	5%
2038	3%	1%	4%	4%	4%
2039	3%	1%	4%	4%	4%

Tabla 5.8.- Tasas de crecimiento de clientes libres por sector económico 2019-2039 considerando eficiencia energética y Electromovilidad [%]

El último paso corresponde al ajuste necesario para extrapolar los valores obtenidos para cada sector económico al total global de clientes libres. Para estos efectos, se suman los valores obtenidos de la proyección por sector económico y se obtiene la proporción que le corresponde a cada uno del total, ponderando esa proporción al total global de clientes libres obtenidos del diferencial entre el consumo total del SEN y el consumo regulado.

Los resultados obtenidos, desagregados por suministrador, factor de ajuste y valores finales, se muestran en la siguiente tabla:

Año	Cientes libres suministrados por distribuidoras (*)	Cientes libres suministrados por generadoras	Proyección clientes libres previo ajuste	Previsión clientes libres global	Factor de Ajuste	Cientes libres suministrados por distribuidoras (*)	Cientes libres suministrados por generadoras	Trasposos Efectivos
2019	5.180	36.190	41.369	40.468	0,82	4.247	29.676	6.545
2020	5.436	37.735	43.171	41.717	0,77	4.186	29.056	8.475
2021	5.489	39.668	45.157	42.853	0,76	4.172	30.148	8.534
2022	5.562	41.750	47.312	44.054	0,74	4.116	30.895	9.043
2023	5.682	43.869	49.551	45.447	0,72	4.091	31.586	9.770
2024	6.007	45.875	51.882	46.491	0,72	4.325	33.030	9.136
2025	6.284	48.019	54.304	47.501	0,72	4.525	34.574	8.402
2026	6.524	50.306	56.829	48.587	0,71	4.632	35.717	8.238
2027	6.922	52.535	59.457	49.568	0,7	4.846	36.774	7.948
2028	7.345	54.884	62.228	50.813	0,69	5.068	37.870	7.875
2029	7.789	57.328	65.117	52.037	0,68	5.297	38.983	7.757
2030	8.275	59.850	68.125	53.033	0,67	5.544	40.100	7.389
2031	8.824	62.648	71.472	54.054	0,65	5.736	40.721	7.597
2032	9.403	65.439	74.842	55.034	0,63	5.924	41.226	7.884
2033	10.015	68.347	78.362	56.017	0,62	6.209	42.375	7.433
2034	10.638	71.396	82.035	57.018	0,61	6.489	43.552	6.977
2035	11.300	74.559	85.859	58.221	0,6	6.780	44.736	6.706
2036	11.992	77.770	89.762	59.439	0,58	6.955	45.106	7.377
2037	12.734	81.138	93.872	60.672	0,57	7.258	46.249	7.165
2038	13.520	84.636	98.157	61.843	0,56	7.571	47.396	6.875
2039	14.348	88.268	102.616	63.043	0,55	7.892	48.547	6.604

(*)Se considera dentro de esta proyección los clientes libres que informaron su cambio de régimen

Tabla 5.9.- Ajuste global de previsión de demanda de clientes libres [GWh].

6. PREVISIÓN DE DEMANDA RESULTANTE

6.1 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 2019-2039, a nivel de la barra de su punto de conexión.

Año	PREVISIÓN DE DEMANDA SEN (*)		
	Cliente Regulado (**)	Cliente Libre	Sistema
2019	30.304	40.468	70.772
2020	29.941	41.717	71.658
2021	30.381	42.853	73.234
2022	30.840	44.054	74.894
2023	31.321	45.447	76.768
2024	32.148	46.491	78.639
2025	32.981	47.501	80.482
2026	33.868	48.587	82.455
2027	34.670	49.568	84.238
2028	35.539	50.813	86.352
2029	36.413	52.037	88.450
2030	37.221	53.033	90.254
2031	38.119	54.054	92.173
2032	38.987	55.034	94.021
2033	39.877	56.017	95.894
2034	40.784	57.018	97.802
2035	41.762	58.221	99.983
2036	42.772	59.439	102.211
2037	43.816	60.672	104.488
2038	44.868	61.843	106.711
2039	45.937	63.043	108.980

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

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

Tabla 6.1.- Previsión de Demanda SEN de clientes regulados y libres.

TASAS DE CRECIMIENTO SEN [%]			
Año	Cliente Regulado	Cliente Libre	Sistema
2020	1,47%	2,72%	2,20%
2021	1,51%	2,80%	2,27%
2022	1,56%	3,16%	2,50%
2023	2,64%	2,30%	2,44%
2024	2,59%	2,17%	2,34%
2025	2,69%	2,29%	2,45%
2026	2,37%	2,02%	2,16%
2027	2,51%	2,51%	2,51%
2028	2,46%	2,41%	2,43%
2029	2,22%	1,91%	2,04%
2030	2,41%	1,93%	2,13%
2031	2,28%	1,81%	2,00%
2032	2,28%	1,79%	1,99%
2033	2,27%	1,79%	1,99%
2034	2,40%	2,11%	2,23%
2035	2,42%	2,09%	2,23%
2036	2,44%	2,07%	2,23%
2037	2,40%	1,93%	2,13%
2038	2,38%	1,94%	2,13%
2039	2,38%	1,94%	2,13%

Tabla 6.2.- Tasas de crecimiento de demanda SEN de clientes regulados y libres.

7. PREVISIÓN DE DEMANDA SISTEMAS MEDIANOS

7.1 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.⁷.

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 diciembre 2019. Adicionalmente, la información histórica para todos los Sistemas consideró hasta diciembre 2018.

⁷ 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.

La información utilizada se muestra a continuación:

Región ⁸	AYSEN	AYSEN	LAGOS	MAG	MAG	MAG	MAG	LAGOS	LAGOS
Distribuidora	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	SAESA	SAESA
Año	Aysén	General Carrera	Palena	Porvenlr	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

Tabla 7.1.- Evolución histórica 2000-2018 de la demanda de clientes regulados y libres por SSMM [MWh].

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

⁸ 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.

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	-	-	-
G.Carrera	1	1	1	-	-	1
Palena	12	1	1	-	-	1

Tabla 7.2.- Modelación de previsión de demanda por SSMM.

7.3 Previsión de Demanda

A continuación se presenta la previsión de demanda de los SSMM determinada por esta Comisión, para el período 2019-2039, a nivel de la barra de su punto de conexión

Región ⁹	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
2019	143.818	12.247	12.381	27.504	42.881	5.460	263.713	8.755	14.064
2020	145.454	12.510	12.556	28.401	44.344	5.642	268.139	9.248	14.726
2021	147.353	12.759	12.742	29.461	46.092	5.850	273.314	9.949	15.757
2022	149.347	13.026	12.941	30.600	47.972	6.072	278.810	10.690	16.828
2023	151.167	13.294	13.129	31.679	49.746	6.286	283.960	11.297	17.656
2024	153.010	13.570	13.321	32.762	51.525	6.500	289.110	11.909	18.484
2025	154.874	13.853	13.517	33.848	53.308	6.717	294.260	12.525	19.313
2026	156.762	14.143	13.718	34.939	55.095	6.934	299.409	13.145	20.141
2027	158.674	14.441	13.923	36.033	56.888	7.154	304.559	13.769	20.970
2028	160.611	14.747	14.132	37.132	58.685	7.375	309.709	14.399	21.798
2029	162.573	15.062	14.347	38.236	60.488	7.597	314.859	15.033	22.626
2030	164.561	15.385	14.566	39.344	62.295	7.822	320.009	15.672	23.455
2031	166.576	15.716	14.790	40.456	64.108	8.048	325.159	16.316	24.283
2032	168.616	16.055	15.017	41.600	65.974	8.281	330.392	16.987	25.141
2033	170.681	16.401	15.248	42.777	67.894	8.521	335.709	17.685	26.029
2034	172.771	16.755	15.483	43.986	69.870	8.767	341.111	18.412	26.948
2035	174.886	17.116	15.721	45.230	71.903	9.021	346.601	19.169	27.900
2036	177.028	17.485	15.963	46.509	73.996	9.282	352.179	19.957	28.885
2037	179.196	17.862	16.208	47.824	76.149	9.550	357.846	20.777	29.905
2038	181.390	18.247	16.458	49.177	78.366	9.827	363.605	21.631	30.962
2039	183.611	18.640	16.711	50.567	80.646	10.111	369.457	22.520	32.055

Tabla 7.3.- Previsión de Demanda SSMM 2019-2039 [MWh].

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

⁹ 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 ¹⁰	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
2019	1,2%	1,9%	1,3%	4,1%	4,3%	3,9%	2,7%	6,8%	7,9%
2020	1,1%	2,1%	1,4%	3,3%	3,4%	3,3%	1,7%	5,6%	4,7%
2021	1,3%	2,0%	1,5%	3,7%	3,9%	3,7%	1,9%	7,6%	7,0%
2022	1,4%	2,1%	1,6%	3,9%	4,1%	3,8%	2,0%	7,4%	6,8%
2023	1,2%	2,1%	1,5%	3,5%	3,7%	3,5%	1,8%	5,7%	4,9%
2024	1,2%	2,1%	1,5%	3,4%	3,6%	3,4%	1,8%	5,4%	4,7%
2025	1,2%	2,1%	1,5%	3,3%	3,5%	3,3%	1,8%	5,2%	4,5%
2026	1,2%	2,1%	1,5%	3,2%	3,4%	3,2%	1,8%	5,0%	4,3%
2027	1,2%	2,1%	1,5%	3,1%	3,3%	3,2%	1,7%	4,8%	4,1%
2028	1,2%	2,1%	1,5%	3,0%	3,2%	3,1%	1,7%	4,6%	4,0%
2029	1,2%	2,1%	1,5%	3,0%	3,1%	3,0%	1,7%	4,4%	3,8%
2030	1,2%	2,1%	1,5%	2,9%	3,0%	3,0%	1,6%	4,3%	3,7%
2031	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	4,1%	3,5%
2032	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	4,1%	3,5%
2033	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	4,1%	3,5%
2034	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	4,1%	3,5%
2035	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	4,1%	3,5%
2036	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	4,1%	3,5%
2037	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	4,1%	3,5%
2038	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	4,1%	3,5%
2039	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	4,1%	3,5%

Tabla 7.4.- Tasas de Crecimiento de demanda SSMM 2019-2039 [%].

¹⁰ 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.

8. 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 2015-2018, 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
EMELARI	300	305	309	285
ELIQSA	490	480	483	448
ELECDA SING	902	887	899	875
ELECDA SIC	20	20	20	15
EMELAT	646	635	596	462
CHILQUINTA	2.300	2.355	2.205	2.068
CONAFE	1.682	1.692	1.635	1.582
EMELCA	14	15	15	16
LITORAL	85	90	95	100
ENEL	11.110	11.242	11.035	10.203
EEC	81	84	88	92
TIL-TIL	14	13	14	15
EEPA	273	274	237	199
LUZ ANDES	8	9	10	10
CGE	8.560	8.843	8.592	7.885
COOPERSOL	2	2	2	2
COPELAN	79	84	82	86
FRONTEL	920	919	850	825
SAESA	2.121	2.106	1.940	1.661
CODINER	63	70	71	68
EDECSA	54	55	47	47
CEC	110	111	98	73
LUZLINARES	118	123	115	113
LUZPARRAL	81	92	90	93
COPELEC	137	149	156	164
COELCHA	52	54	36	37
SOCOEPSA	30	32	33	34
COOPREL	33	35	37	34
LUZ OSORNO	145	148	141	138
CRELL	72	72	81	83
TOTAL SEN	30.502	30.996	30.011	27.711

Tabla 8.1.- Ventas de energía a nivel de subestación primaria 2015-2018 [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	2020	2021
CHILQUINTA	2.132	2.182
EMELCA	18	18
LITORAL	113	118
ENEL DISTRIBUCIÓN	9.541	9.535
EEC	82	83
TIL-TIL	15	15
EEPA	200	203
LUZ ANDES	9	9
CGE	11.768	12.056
COOPERSOL	2	2
COPELAN	81	83
FRONTEL	815	819
SAESA	1.602	1.617
CODINER	58	57
EDECSA	48	51
CEC	82	84
LUZLINARES	129	134
LUZPARRAL	166	169
COPELEC	175	182
COELCHA	43	43
SOCOEPA	32	34
COOPREL	38	40
LUZ OSORNO	136	137
CRELL	87	90
TOTAL	27.371	27.761

Tabla 8.2.- Proyección de Ventas de energía a nivel de subestación primaria 2020-2021 [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 Interconectado Central (SIC)

El Sistema Interconectado Central de Chile estaba compuesto por las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión nacional, para polos de desarrollo, zonal y dedicadas; subestaciones eléctricas, y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios, que operan interconectados desde Taltal por el norte (Región de Antofagasta) hasta la isla grande de Chiloé por el sur (Región de Los Lagos).

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

El Sistema Interconectado del Norte Grande estaba compuesto por las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión nacional, para polos de desarrollo, zonal y dedicadas; subestaciones eléctricas, y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios,

que operan interconectados desde Arica (Región de Arica-Parinacota) hasta Antofagasta (Región de Antofagasta).

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.

Comisión Chilena del Cobre (Cochilco)

Organismo técnico que asesora al Gobierno en materias relacionadas con la producción de cobre y sus subproductos, además de todas las sustancias minerales metálicas y no metálicas, exceptuando el carbón y los hidrocarburos. Además, resguarda los intereses del Estado en sus empresas mineras, mediante la fiscalización y evaluación de la gestión e inversiones de éstas; y asesora a los ministerios de Hacienda y Minería en la elaboración y seguimiento de sus presupuestos.

Artículo Segundo: Publíquese la presente resolución en forma íntegra en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese, publíquese y archívese



JOSÉ VENEGAS MALUENDA
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía



MOC/DPR/LCE/JCA/JMS/mgb

DISTRIBUCIÓN:

- Gabinete Secretario Ejecutivo CNE
- Departamento Jurídico CNE
- Departamento Regulación Económica CNE
- Archivo CNE