Comisión Nacional de Energía

Gobierno de Chile

INFORME PRELIMINAR DE PREVISIÓN DE DEMANDA 2018-2038

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y SISTEMAS MEDIANOS

DICIEMBRE 2018

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 2018-2038.

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 presente año, conforme lo dispuesto en el artículo 174 y siguientes del D.F.L. Nº 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. Nº 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y demás disposiciones aplicables[1]-[2]-.

La previsión de demanda eléctrica que se realiza en el presente informe distingue dos grupos de consumo: para clientes regulados y clientes libres, cuyos antecedentes son entregados a nivel de subestación primaria y por punto de conexión correspondientemente. El informe se basa en los antecedentes entregados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución y el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y las herramientas de los estudios de demanda encargados por la Comisión Nacional de Energía. La previsión de demanda del Sistema Eléctrico Nacional se muestra en la Tabla 1. Asimismo, para los clientes regulados, la previsión presentada corresponde a la que se realizó para el proceso de Licitaciones 2018, contenida en el Informe de Licitaciones Definitivo del año 2018, aprobado por Resolución Exenta N°665, de la Comisión Nacional de Energía, de 1° de octubre de 2018.

[1] En el marco del proceso de planificación y tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, Empresa Eléctrica CUCHILDEO SpA presentó ante el Honorable Panel de Expertos una discrepancia contra la Resolución Exenta N° 695, de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 24 de octubre de 2018, que reemplaza Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, aprobado mediante Resolución Exenta N° 610, de fecha 27 de agosto de 2018, y aprueba nuevo informe técnico, la que actualmente se tramita como Discrepancia N° 12-2018. La discrepancia formulada por Empresa Eléctrica CUCHILDEO SpA dice relación con la proyección de demanda para el cuadrienio 2018-2022 contenida en el informe técnico señalado. En este sentido, en el evento que el Honorable Panel de Expertos emita un dictamen en donde acoja la discrepancia señalada, la información de demanda del Sistema Mediano de Hornipirén tendrá una variación respecto de la considerada para la emisión del presente informe preliminar de previsión de demanda.

2 En el marco del proceso de planificación y tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, la Comisión Nacional de Energía, con fecha 12 de diciembre de 2018, emitió la Resolución Exenta N° 792, que reemplaza Informe Técnico de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, aprobado mediante Resolución Exenta N° 657, de 1° de octubre de 2018, y aprueba nuevo informe técnico. En atención a que a la fecha de emisión del presente informe preliminar de previsión de demanda se encuentra pendiente el plazo para discrepar en contra del referido informe técnico de planificación y tarificación de los sistemas medianos, se indica que en el evento que se presente una discrepancia referida a la proyección de demanda y ésta sea acogida por el Honorable Panel de Expertos, la información de demanda los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams tendría una variación respecto de la considerada para la emisión del presente informe preliminar de previsión de demanda.

	PREVISIÓN DE DEMANDA		
	SEN		
Año	Cliente Regulado(**)	Cliente Libre	Sistema (*)
2018	30.962	37.241	**68.202**
2019	31.000	39.268	**70.267**
2020	31.741	40.620	**72.361**
2021	32.782	41.636	**74.418**
2022	34.056	42.391	**76.447**
2023	34.690	44.073	**78.763**
2024	35.099	45.972	**81.070**
2025	35.521	47.777	**83.298**
2026	35.967	49.278	**85.245**
2027	36.397	50.855	**87.252**
2028	36.828	52.577	**89.405**
2029	37.385	54.242	**91.627**
2030	37.952	54.607	**92.559**
2031	38.672	54.946	**93.618**
2032	39.419	55.880	**95.298**
2033	40.217	57.222	**97.439**
2034	41.066	58.637	**99.702**
2035	42.005	60.220	**102.224**
2036	42.987	61.781	**104.768**
2037	44.015	63.382	**107.397**
2038	45.059	65.013	**110.072**

(*) 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 68,2 [TWh] a 110,1 [TWh], lo que equivale a un aumento de un 61,39% en el período 2018-2038, con una tasa promedio anual de 2,42%, donde los clientes regulados presentan un crecimiento promedio de 1,89% y los clientes libres 2,83%.

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
4.1.1 Análisis de los Antecedentes 19
4.1.2 Metodología de ajuste de previsión de demanda 22
4.1.3 Previsión de demanda anual ajustada 38
4.2 Modulación Mensual 40
4.3 Desagregación Espacial 40
5. PREVISIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES LIBRES 41
6. PREVISIÓN DE DEMANDA RESULTANTE 47
6.1 Previsión total anual por tipo de cliente 47
7. PREVISIÓN DE DEMANDA SISTEMAS MEDIANOS 49
7.1 Antecedentes 49
7.2 Modelación 50
7.3 Previsión de Demanda 52
8. PREVISIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA A CLIENTES REGULADOS 54

ESTUDIO DE PREVISIÓN DE DEMANDA
2018-2038

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 2018-2038 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, la Comisión solicitó a las empresas concesionarias de servicio público de distribución, en adelante "Empresas Distribuidoras", los consumos de energía y potencia máxima mensuales para los años 2006 a 2017 correspondiente al total de clientes regulados del Sistemas Interconectado Central, en adelante "SIC", y del Sistema Interconectado del Norte Grande, en adelante "SING", (hoy Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "SEN"), agrupándolos por barra de las respectivas subestaciones primarias de distribución.

A partir de las respuestas a la solicitud enviada por la Comisión a las Empresas Distribuidoras del SING (Cartas CNE N°239 de 2013, CNE N°15 de 2015, CNE N°05 de 2016, CNE N°08 de 2017 y CNE N°64 de 2018) y del SIC (Carta CNE N°238 de 2013, CNE N°17 de 2015, CNE N°05 de 2016, CNE N°08 de 2017 y CNE N°64 de 2018), los datos de demanda históricos para el período 2006 a 2017, a nivel de subestaciones primarias de distribución son los siguientes:

Cod Dx	Empresa	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	EMELARI	219	222	237	237	254	276	290	299	312	320	330	339
2	ELIQSA	344	364	384	379	432	466	485	500	507	524	523	535
3-SING	ELECDA SING	634	664	685	706	749	790	858	908	959	974	991	1008
3-SIC	ELECDA SIC	18	21	21	21	18	19	19	23	24	21	21	21
4	EMELAT	508	550	561	566	571	618	641	675	702	675	690	647
6	CHILQUINTA	1.765	1.879	1.861	1.952	2.044	2.160	2.288	2.418	2.526	2.573	2.599	2479
7	CONAFE	1.248	1.443	1.368	1.426	1.509	1.545	1.644	1.739	1.810	1.820	1.878	1815
8	EMELCA	12	13	13	12	14	15	15	15	15	16	17	17
9	LITORAL	68	71	70	69	71	72	80	85	91	95	102	108
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	11677
12	EEC	54	59	61	64	68	71	74	79	86	89	92	89
13	TIL-TIL	11	12	12	11	12	16	15	14	15	14	14	16
14	EEPA	197	199	201	201	222	227	246	248	267	273	291	256
15	LUZ ANDES	6	6	7	7	7	8	8	9	9	9	9	10
18	CGE DISTRIBUCIÓN	6.182	6.430	6.768	6.822	7.093	7.573	8.067	8.688	9.122	9.476	9.832	9663
20	COOPERSOL	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2
21	COOPELAN	58	61	62	64	70	82	84	87	88	94	98	97
22	FRONTEL	670	710	839	799	815	867	924	970	1.022	1.060	1.060	1101
23	SAESA	1.443	1.712	1.737	1.689	1.735	1.854	1.998	2.116	2.217	2.267	2.241	2351
26	CODINER	48	50	49	48	51	55	60	67	71	76	82	89
28	EDECSA	43	45	47	41	44	46	47	55	58	58	60	53
29	CEC	81	87	96	93	103	101	104	113	115	117	121	109
31	LUZLINARES	51	71	85	86	95	103	107	114	125	129	139	132
32	LUZPARRAL	42	49	56	56	59	66	69	80	92	97	104	104
33	COPELEC	99	105	114	115	114	125	130	144	157	169	186	196
34	COELCHA	31	31	36	38	42	48	52	53	57	59	63	56
35	SOCOEPA	24	26	27	26	26	28	30	31	33	35	38	39
36	COOPREL	31	30	31	30	31	33	32	36	38	42	45	46
39	LUZ OSORNO	109	121	127	116	124	135	134	142	153	168	172	165
40	CRELL	40	47	55	56	63	71	80	83	85	86	87	97
	TOTAL(*)	**22.653**	**24.155**	**24.380**	**24.727**	**25.882**	**27.405**	**29.174**	**31.021**	**32.350**	**33.206**	**33.851**	**33.319**

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

Tabla 2.1.- Evolución histórica 2006-2017 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. Nº 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. Nº 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 carta CNE N°90, de fecha 08 de marzo de 2018, en adelante "Carta CNE N°90/2018", 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.

En cumplimiento con lo señalado en el párrafo anterior, las Empresas Distribuidoras enviaron a la Comisión las proyecciones de demanda de energía mensuales para los años 2018 a 2038, exclusivamente para los clientes regulados en dicho periodo, en los formatos y plazos establecidos por la Comisión. Dichos formatos incluían una lista de barras de subestación primaria en la que cada empresa debía agregar la proyección presentada y, en caso de que alguna barra no estuviese en la lista, debía incluirse en la misma. Estas proyecciones no incluyen ventas de energía destinadas a clientes libres o a otras Empresas Distribuidoras.

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:

Cod Dx	Empresa Distribuidora	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	EMELARI	318	309	318	327	336	345	354	364	373	383	393	403	414	424	435	446	458	469	481	494	506
2	ELIQSA	552	536	553	573	592	612	631	651	672	692	712	733	754	775	796	817	839	860	882	904	926
3-SING	ELECDA SING	996	1.001	1.038	1.070	1.113	1.156	1.199	1.241	1.284	1.326	1.369	1.411	1.453	1.495	1.537	1.579	1.621	1.662	1.703	1.744	1.785
3-SIC	ELECDA SIC	17	16	17	17	17	17	18	18	18	19	19	19	20	20	20	21	21	21	22	22	22
4	EMELAT	543	532	542	550	558	567	575	584	592	601	610	620	629	638	648	658	668	678	688	699	710
6	CHILQUINTA	2.360	2.432	2.501	2.571	2.645	2.722	2.803	2.885	2.970	3.057	3.147	3.239	3.335	3.433	3.534	3.637	3.744	3.855	3.968	4.084	4.205
7	CONAFE	1.772	1.788	1.851	1.920	1.991	2.062	2.134	2.209	2.285	2.362	2.440	2.520	2.601	2.684	2.768	2.853	2.940	3.028	3.118	3.209	3.302
8	EMELCA	18	20	22	23	25	27	29	32	34	37	40	43	47	50	54	59	63	68	74	80	86
9	LITORAL	116	122	128	134	140	148	155	163	171	180	189	198	208	219	230	241	253	266	280	294	309
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	10.743	10.584	10.491	10.612	10.989	11.381	11.784	12.200	12.627	13.067	13.519	13.985	14.464	14.957	15.465	15.987	16.524	17.077	17.647	18.232	18.835
12	EEC	98	102	105	108	111	115	118	121	125	128	132	136	140	144	148	153	157	162	166	171	176
13	TIL-TIL	17	17	18	19	19	20	21	22	23	23	24	25	26	27	28	29	30	32	33	34	35
14	EEPA	238	247	256	266	276	286	297	308	320	332	345	358	371	385	400	415	431	447	464	482	500
15	LUZ ANDES	11	11	12	12	12	13	13	13	14	14	15	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19
18	CGE DISTRIBUCIÓN	9.224	9.261	9.746	10.248	10.737	11.253	11.780	12.312	12.859	13.416	13.981	14.558	15.144	15.740	16.345	16.961	17.585	18.219	18.864	19.517	20.190
20	COOPERSOL	2	2	3	4	6	8	10	14	16	18	21	24	27	30	34	39	44	49	56	63	71
21	COOPELAN	106	113	119	127	134	142	151	160	169	180	190	202	214	227	240	255	270	286	303	322	341
22	FRONTEL	987	1.030	1.084	1.154	1.228	1.306	1.389	1.476	1.568	1.665	1.768	1.877	1.991	2.112	2.240	2.375	2.518	2.668	2.828	2.996	3.173
23	SAESA	1.865	1.937	2.050	2.196	2.349	2.511	2.681	2.861	3.050	3.250	3.461	3.683	3.918	4.165	4.425	4.700	4.990	5.295	5.617	5.957	6.315
26	CODINER	109	117	125	133	142	151	160	169	178	187	197	207	217	227	237	247	258	269	280	291	302
28	EDECSA	51	53	54	56	58	59	61	63	65	67	69	71	73	75	78	80	82	85	87	90	93
29	CEC	83	86	88	90	92	94	96	97	99	101	103	104	106	107	108	110	111	112	114	115	116
31	LUZLINARES	127	130	135	140	146	151	156	162	168	174	180	187	194	201	208	216	223	232	240	249	258
32	LUZPARRAL	107	112	118	125	133	140	148	156	165	175	185	195	206	218	230	243	257	271	287	303	320
33	COPELEC	245	265	286	309	333	360	388	419	438	458	478	500	522	546	570	596	623	651	680	707	707
34	COELCHA	48	51	54	57	60	63	66	70	73	76	79	82	85	88	88	88	88	88	88	88	88
35	SOCOEPA	44	48	51	54	58	61	64	67	71	74	78	82	86	90	94	99	104	109	115	121	121
36	COOPREL	48	51	53	56	59	63	66	70	73	78	82	86	91	96	101	107	113	119	126	132	140
39	LUZ OSORNO	164	170	177	185	193	202	211	220	230	240	251	263	274	287	299	313	327	341	357	373	389
40	CRELL	107	118	130	143	150	157	165	173	182	191	200	210	221	232	243	255	268	281	295	310	325
	TOTAL	**31.115**	**31.260**	**32.124**	**33.279**	**34.703**	**36.190**	**37.724**	**39.301**	**40.912**	**42.571**	**44.278**	**46.035**	**47.845**	**49.708**	**51.623**	**53.596**	**55.628**	**57.722**	**59.879**	**62.100**	**64.365**

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

Tabla 2.2- Proyección de demanda de clientes regulados informada por Empresas Distribuidoras, a nivel de subestación primaria, en respuesta a Carta CNE N°90/2018.

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 a las ya citadas solicitudes de la Comisión enviadas a las Empresas Distribuidoras del SING (Cartas CNE N°239 de 2013, CNE N°15 de 2015, CNE N°05 de 2016, CNE N°08 de 2017 y CNE N°64 de 2018) y del SIC (Cartas CNE N°238 de 2013, CNE N°17 de 2015, CNE N°05 de 2016 y CNE N°08 de 2017 y CNE N°64 de 2018), los datos de demanda históricos de clientes libres suministrados por Empresas Distribuidoras, para el período 2009 a 2017, a nivel de subestaciones primarias de distribución, son los siguientes:

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

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

Tabla 2.3.- Evolución histórica 2009-2017 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°289 de 2018, la proyección mensual de demanda de clientes libres suministrados por Empresas Distribuidoras, para el período 2018 a 2038. En el presente informe se muestra únicamente hasta el año 2038 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 periodo 2018-2038, es la que se muestra a continuación:

Cod Dx	Empresa Distribuidora	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	EMELARI	80	105	108	110	112	114	117	119	122	124	127	130	132	135	138	141	145	148	151	155	159
2	ELIQSA	46	98	102	105	108	110	113	116	119	122	125	128	131	134	137	140	143	146	150	153	156
3	ELECDA	83	128	143	163	168	173	178	183	188	193	198	203	208	213	219	224	229	234	240	245	250
6	CHILQUINTA	428	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	2.146	2.335	2.293	2.262	2.162	2.088	1.995	1.909	1.909	1.909	1.910	1.909	1.909	1.909	1.910	1.909	1.909	1.909	1.910	1.909	1.909
14	EEPA	16	17	17	17	18	18	19	19	20	20	21	21	22	22	23	23	24	24	25	25	26
18	CGE DISTRIBUCIÓN	2.860	3.551	3.730	3.862	3.996	4.137	4.280	4.424	4.573	4.728	4.884	5.045	5.208	5.376	5.550	5.724	5.904	6.090	6.277	6.470	6.668
21	COOPELAN	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	7	7	7
22	FRONTEL	56	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
23	SAESA	195	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
26	CODINER	18	18	18	18	19	19	19	19	19	19	20	20	20	20	20	21	21	21	21	22	22
29	CEC	46	47	48	50	52	53	55	57	59	61	63	65	67	69	72	74	76	79	81	83	86
33	COPELEC	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
36	COOPREL	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	8	8	8
39	LUZ OSORNO	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Total	**5.988**	**7.040**	**7.202**	**7.331**	**7.377**	**7.457**	**7.519**	**7.591**	**7.753**	**7.921**	**8.091**	**8.266**	**8.443**	**8.625**	**8.814**	**9.003**	**9.198**	**9.400**	**9.603**	**9.810**	**10.025**

(*) 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 2018-2038 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.

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°25, de 11 de enero de 2018, solicitó al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "Coordinador", los retiros históricos de clientes regulados y libres para el período 2000 a 2017.

A partir de la solicitud anteriormente señalada, los datos de demanda históricos, para el período 2000 a 2017, 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	30.874	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	32.892	34.503	67.395

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

Tabla 2.5.- Evolución histórica de retiros informado por el Coordinador, periodo 2000-2017 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° 290, de 17 de mayo de 2018, la proyección mensual de consumos de energía y potencia horaria máxima para el periodo 2018-2039 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 (*)
2018	37.241
2019	39.268
2020	40.620
2021	41.636
2022	42.391
2023	44.073
2024	45.972
2025	47.777
2026	49.278
2027	50.855
2028	52.577
2029	54.242
2030	54.607
2031	54.946
2032	55.880
2033	57.222
2034	58.637
2035	60.220
2036	61.781
2037	63.382
2038	65.013

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

Tabla 2.6- Proyección de demanda de clientes libres del SEN en el período 2018-2038.

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 2017. 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*"[3]. 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 previsión de demanda.

Cabe señalar que se consideró el total de los retiros del SIC y SING para los años 2000-2017. 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

[3] 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"[4]-[5], en conjunto con la información de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe, en adelante

[4] http://www.ine.cl/docs/default-source/demogr%C3%A1ficas-y-vitales/vitales/anuarios/anuario-2014/completa_vitales_2014.pdf
[5] http://www.ine.cl/docs/default-source/demogr%C3%A1ficas-y-vitales/vitales/anuarios/anuario-2014/vitales_2014.xlsx?sfvrsn=6

"CEPAL"[6], específicamente su informe "Proyecciones y estimaciones de Población", así como la información de la Organización de las Naciones Unidas, en adelante "ONU", contenida en sus informes "Chile: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País" y "Estimaciones y proyecciones de población a largo plazo". En particular, se consideró la información del INE como base, y el reporte de la ONU y las revisiones de la CEPAL para actualizar la información base. 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 2018, 2019 y 2020 se consideraron las proyecciones de crecimiento realizadas por el Banco Central, presentadas en su "Informe de Política Monetaria" de junio de 2018[7], utilizando el valor promedio del rango. A partir del año 2021, se consideraron las proyecciones del Ministerio de Hacienda en base a los resultados del Comité Consultivo del PIB tendencial[8]-. Los valores utilizados se muestran a continuación:

Año	Tasa Crecimiento PIB	Tasa Crecimiento Población
2018	3,60%	1,0%
2019	3,80%	0,9%
2020	3,50%	0,9%
2021	3,10%	0,7%
2022	3,20%	0,7%
2023	3,20%	0,7%
2024	3,20%	0,7%
2025	3,20%	0,7%
2026	3,20%	0,7%
2027	3,20%	0,7%
2028	3,20%	0,7%
2029	3,20%	0,7%
2030	3,20%	0,7%
2031	3,20%	0,7%
2032	3,20%	0,7%
2033	3,20%	0,7%
2034	3,20%	0,7%
2035	3,20%	0,7%
2036	3,20%	0,7%
2037	3,20%	0,7%
2038	3,20%	0,7%

Tabla 3.1.- Tasas de crecimiento de proyección de variables explicativas, periodo 2018-2038 [%]

El modelo resultante según la metodología descrita es:

Sistema	Alfa (α)	Beta (β)	Gama (γ)	Epsilon (ę)	R2	R2 Ajustado
	Constante	PIB	POB	Rezago		
SEN	21372,78	0,41	0,30	0,01	0,99	0,99

Tabla 3.2.- Modelo de previsión de demanda sistémicas

[6] https://www.cepal.org/es/temas/proyecciones-demograficas/estimaciones-proyecciones-poblacion-total-urbana-rural-economicamente-activa
[7] http://www.bcentral.cl/web/guest/informe-de-politica-monetaria-ipom-
[8] http://www.dipres.gob.cl/598/articles-177336_doc_pdf.pdf

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

Año	SEN
2018	1,9%
2019	3,3%
2020	3,2%
2021	3,0%
2022	3,0%
2023	3,1%
2024	3,1%
2025	3,0%
2026	2,9%
2027	2,9%
2028	2,9%
2029	2,9%
2030	2,8%
2031	2,8%
2032	2,8%
2033	2,8%
2034	2,9%
2035	3,0%
2036	3,0%
2037	3,0%
2038	3,0%

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

Con fecha 27 de abril de 2018, a través del Oficio Ordinario CNE N° 241, 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 25 de mayo de 2018, a través de su Oficio Ordinario Nº 782, 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 esperado y no el optimista con el fin de ser conservadores en el cálculo.

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
2018	0,69%
2019	1,00%
2020	1,29%
2021	1,51%
2022	1,82%
2023	1,96%
2024	2,18%
2025	2,52%
2026	3,09%
2027	3,66%
2028	4,14%
2029	4,61%
2030	6,34%
2031	8,13%
2032	9,20%
2033	9,87%
2034	10,49%
2035	11,00%
2036	11,48%
2037	11,96%
2038	12,45%

Tabla 3.4.- Tasas de Eficiencia Energética SEN proyectadas 2018-2038[%]

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 [%]
2018	68.202	1,2%
2019	70.267	3,0%
2020	72.361	3,0%
2021	74.418	2,8%
2022	76.447	2,7%
2023	78.763	3,0%
2024	81.070	2,9%
2025	83.298	2,7%
2026	85.245	2,3%
2027	87.252	2,4%
2028	89.405	2,5%
2029	91.627	2,5%
2030	92.559	1,0%
2031	93.618	1,1%
2032	95.298	1,8%
2033	97.439	2,2%
2034	99.702	2,3%
2035	102.224	2,5%
2036	104.768	2,5%
2037	107.397	2,5%
2038	110.072	2,5%

Tabla 3.5.- Tasas de Previsión de demanda SEN 2018-2038.

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 previsiones de demanda para clientes regulados del presente informe corresponden a las que se realizaron para el proceso de Licitaciones 2018, contenida en el Informe de Licitaciones Definitivo del año 2018, y aprobado por la Resolución Exenta N°665, de la Comisión Nacional de Energía, de 1° de octubre de 2018, en adelante "Resolución Exenta CNE N°665". La metodología de cálculo se describe a continuación.

4.1.1 Análisis de los Antecedentes

A partir de la información recibida por parte de las Empresas Distribuidoras, en respuesta a la Carta CNE N°90 de fecha 08 de marzo de 2018, 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 la referida Carta CNE N° 90, 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 mayo y correspondientes al mes de abril, 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 las Empresas Distribuidoras, que justifican las proyecciones y tasas tendenciales obtenidas, se puede resumir en agrupaciones de empresas con criterios comunes, de la siguiente forma:

- Las proyecciones de las empresas CGE Distribución S.A., en adelante "CGE Distribución", 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 basan en un estudio de proyección de demanda que dichas empresas contrataron a terceros. Este estudio considera la composición de clientes de cada empresa con sus respectivas características históricas de consumo a nivel de barras del sistema de transmisión nacional y distinguiendo áreas geográficas dentro de las zonas de concesión de estas empresas. Se determinaron tasas de crecimiento de consumo anual para el período 2018-2038, teniendo en consideración las estimaciones de la actividad económica local, información sobre proyectos específicos y otros potenciales incrementos de clientes con régimen de precios libres provenientes de clientes sometidos a regulación de precios.

La metodología de proyección utilizada en el estudio presentado por estas empresas, considera la utilización de modelos econométricos ARIMA[9] estacionales (p,d,q), siendo las variables consideradas la información histórica 2009-2017, variables demográficas y económicas, y el testeo de variables Dummy[10] de tendencia en algunos casos.
La metodología expuesta se realizó por barra del sistema de transmisión nacional, realizándose finalmente la agregación para cada empresa en base a la sumatoria de las energías proyectadas. Los valores de cada parámetro se detallan en el Anexo 3 del presente informe. Considera, también, el traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres, venta entre empresas distribuidoras y el impacto de la generación residencial existente.

- Las proyecciones de las empresas Chilquinta Energía S.A., en adelante "Chilquinta", Compañía Eléctrica del Litoral S.A., en adelante "Litoral", Luz Linares S.A., en adelante "LuzLinares", Luz Parral S.A., en adelante "LuzParral", y Energía Casablanca S.A., en adelante "Edecsa", consideran la tasa definida en función de los datos históricos y expectativas macroeconómicas de la región de cada empresa distribuidora, desagregados por actividad económica y el peso relativo de cada actividad por distribuidora. Considera, también, el traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres, venta entre empresas distribuidoras y el impacto de la generación residencial existente.

- Las proyecciones de las empresas Enel Distribución Chile S.A., en adelante "Enel Distribución", la Empresa Eléctrica Colina Ltda, en adelante "Colina", y Luz Andes Ltda., en adelante "LuzAndes", del 2018, utilizan un modelo basado en el consumo por tipo de día a partir de la información histórica de los años 2005 a 2017 y el valor del PIB del Banco Central. Para el período 2019-2023, sus proyecciones consideran tasas de crecimiento de demanda proyectadas en base a pronósticos econométricos, con IMACEC y temperaturas ambientales como principales variables explicativas. Finalmente, para el período 2024-2038, sus proyecciones utilizan un modelo sectorial bottom-up. Considera, también, el traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres, venta entre empresas distribuidoras y el impacto de la generación residencial existente.

- Las proyecciones de las empresas Sociedad Austral de Electricidad S.A., en adelante "Saesa", Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., en adelante "Frontel", y Compañía Eléctrica Osorno S.A., en adelante "LuzOsorno", utilizan como base un estudio de proyección de demanda para el período 2018-2022 que dichas empresas contrataron a terceros, para determinar el crecimiento global y por subestación primaria, cuyas tasas se explican a partir de modelos econométricos que utilizan datos desde enero de 2000 a noviembre de 2017. Para el resto del período, se utiliza una metodología propia que se basa en el estudio antes mencionado. Considera, también, el traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres, venta entre empresas distribuidoras y el impacto de la generación residencial existente.

- Las proyecciones de la empresa Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Ltda., en adelante "Codiner", consideran la tendencia según la metodología de mínimos cuadrados, tomando como referencia los últimos 5 años de ventas de energía. A esto se le adiciona el promedio de pérdidas de energía de los últimos 5 años y una estimación del crecimiento histórico de los últimos 15 años. Se aplica un prorrateo de la tasa incremental por cada uno de los alimentadores, obteniendo tasas de crecimiento tendenciales. Considera, también, el traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres y el impacto de la generación residencial existente.

- Las proyecciones de la Empresa Eléctrica Puente Alto S.A., en adelante "EEPA", se basan en la tasa de crecimiento anual del período mayo 2017- abril 2018 respecto del consumo del período abril 2017- mayo 2016 para los consumos históricos de las subestaciones primarias, la cual se replica para todo el período de proyección solicitado. Considera, también, el traspaso de clientes

[9] Modelo Autoregresivo de Media Móvil.
[10] Las variables Dummy son variables cualitativas que pueden asumir valores 0 o 1.

sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres y el impacto de la generación residencial existente.

- Las proyecciones de la Empresa Eléctrica de Casablanca S.A., en adelante "Emelca", consideran los consumos históricos, sin detallar el período considerado. La empresa proyecta energía, potencia y número de clientes sometidos a regulación de precios.

- Las proyecciones de la empresa Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda., en adelante "Copelec", considera el consumo real del año 2016, en el que presentaron un fuerte déficit. A partir de eso se estima una proyección a una tasa que va decayendo a lo largo del horizonte de proyección. Asimismo, considera el impacto de la generación residencial existente.

- Las proyecciones de la empresa Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda., en adelante "Cooprel", se basa en la tasa histórica de crecimiento del año 2010-2017. Dado el comportamiento de los últimos años, consideran como tasa futura el promedio de los dos últimos años. Asimismo, considera el traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres.

- Las proyecciones de la empresa Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía, en adelante "Coelcha", considera una tasa de crecimiento sobre la base de los consumos reales del año 2017. Asimismo, considera el impacto de la generación residencial existente.

- Las proyecciones de la empresa Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda., en adelante "Crell", se basaron en las tasas de crecimiento históricas de los últimos 14 años, en que los dos primeros años de proyección presentan una tasa mayor de crecimiento debido a nuevos proyectos y factibilidades de suministrar clientes industriales y al actual desarrollo inmobiliario en dicha zona. Se obtuvieron tasas decrecientes para el horizonte de proyección. Considera, también, el traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres y el impacto de la generación residencial existente.

- Las proyecciones de la Empresa Eléctrica Municipal de TilTil, en adelante "Til-Til", se basaron en las tasas de crecimiento históricas de las subestaciones primarias de los años 2009 a 2017. Finalmente, se consideraron solamente los datos de los años 2014 a 2017, pues, a juicio de Til-Til, los años anteriores eran poco representativos.

- Las proyecciones de la empresa Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Socoroma Ltda., en adelante "Coopersol", se basaron en estimaciones de incorporación de nuevos clientes y en las solicitudes de aumento de potencia suministrada, obteniendo tasas de crecimiento mensuales. En el mediano plazo se proyectan tasas decrecientes, las cuales se justifican por factores climáticos, geográficos y sociales.

Cabe señalar que, desde noviembre de 2014, las empresas Emelectric y Emetal fueron disueltas, constituyéndose CGE Distribución como su sucesora legal en todos sus derechos y obligaciones. Igual situación ocurre con Energía del Limarí S.A., en adelante, "Enelsa", cuya sucesora legal es Conafe. Asimismo, se hace presente que CGE Distribución es sucesora legal de las empresas Emelat, Conafe, Emelari, Eliqsa y Elecda.

Las Empresas Distribuidoras no listadas en los puntos anteriores, no incluyeron en los antecedentes enviados como respuesta a la Carta CNE Nº 90 una descripción metodológica respecto de sus proyecciones de demanda. Los antecedentes se encuentran disponibles en el sitio web https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/03/Informe-Final-Licitaciones_2018.rar

En referencia a cambios extra-tendenciales, se solicitó a las Empresas Distribuidoras informar respecto de los potenciales traspasos de clientes libres que opten por traspasarse a la condición de

clientes regulados y viceversa, proyecciones de efectos de medidas de eficiencia energética, conexión de nuevos clientes regulados y generación eléctrica residencia, todo ello de forma adicional al crecimiento vegetativo de la demanda explicado por las tasas tendenciales de crecimiento.

4.1.2 Metodología de ajuste de previsión de demanda

4.1.2.1 Modelación Econométrica

Sobre la base de la información señalada en los puntos anteriores, y teniendo 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*"[11], la Comisión ha analizado las proyecciones de demanda informadas por las Empresas Distribuidoras, estimando necesario adecuar las tasas de crecimiento en algunos casos.

En particular, se han definido 3 metodologías para la previsión de demanda de las Empresas Distribuidoras utilizadas en este informe, según los antecedentes proporcionados por ellas. Los criterios son los siguientes:

1. Se consideró la proyección realizada por las Empresas Distribuidoras únicamente en los casos que estuviesen bien respaldada, justificada y con modelos trazables y replicables. En este conjunto de empresas se encuentra el grupo CGE (CGE Distribución, Emelari, Eliqsa, Elecda, Emelat y Conafe), el grupo Saesa (Saesa, LuzOsorno y Frontel), Enel Distribución, Colina, LuzAndes y Codiner. Cabe precisar que se consideró el modelo propuesto, pero éste fue actualizado en la proyección de PIB para emplear el mismo que fue utilizado en las proyecciones realizadas por esta Comisión.
2. Se consideró la proyección realizada por las empresas distribuidoras, pero únicamente para el corto y mediano plazo, dada la cantidad de datos históricos utilizados para sus modelaciones. Por lo anterior, para el largo plazo se utilizaron los datos resultantes de la modelación realizada por la Comisión como proyección tendencial. En este conjunto de empresas se encuentra el grupo Chilquinta (Chilquinta, Edecsa, Litoral, LuzLinares y LuzParral). Cabe precisar que se consideró el modelo propuesto, pero éste fue actualizado en la proyección de PIB para emplear el mismo que fue utilizado en las proyecciones realizadas por esta Comisión.
3. Se construyó un modelo econométrico para cada empresa distribuidora con el que se realizó la previsión de demanda. En esta categoría se encuentran todas las empresas cuya justificación no fue suficientemente respaldada y, por lo tanto, no fueron replicables por esta Comisión. Las empresas de este conjunto corresponden a las restantes empresas distribuidoras no mencionadas en los dos puntos anteriores.

La metodología econométrica utilizada para la proyección de la demanda para cada Empresa Distribuidora que correspondiera al tercer caso antes mencionado, corresponde a la misma establecida y detallada en el numeral 3 de este informe, al igual que las variables consideradas, las proyecciones de las mismas y los supuestos y testeos realizados para asegurar buenos modelos.

Por último, cabe mencionar el caso de Coopersol, respecto de la cual, dados los pocos datos disponibles y volatilidad de los mismos, no fue posible realizar proyecciones econométricas, por lo que se consideró un promedio de las distribuidoras que operan en el sistema SEN-SING.

[11] 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

Los modelos resultantes según las metodologías descritas son:

CodDx	Empresa Dx	Alfa (α)	Beta (β)	Gama (γ)	Delta (δ)	F	R2	R2 Ajustado
		Constante (Error Std;Valor t)	PIB (Error Std;Valor t)	POB (Error Std;Valor t)	REZ (Error Std;Valor t)	Pbb (F)		
1	EMELARI	Modelo Presentado por la Empresa						
2	ELIQSA	Modelo Presentado por la Empresa						
3-SING	ELECDA SING	Modelo Presentado por la Empresa						
3-SIC	ELECDA SIC	Modelo Presentado por la Empresa						
4	EMELAT	Modelo Presentado por la Empresa						
6	CHILQUINTA	Modelo Presentado por la Empresa						
7	CONAFE	Modelo Presentado por la Empresa						
8	EMELCA	-5,10 (2.04;-2.5)		1,10 (0.15;7.17)		51.53 (0.00)	0,85	0,83
9	LITORAL	Modelo Presentado por la Empresa						
10	ENEL Distribución	Modelo Presentado por la Empresa						
12	EEC	Modelo Presentado por la Empresa						
13	TIL-TIL	1,33(2.66;-0.50)	0,53 (0.17;3.06)			9.36 (0.01)	0,79	0,77
14	EEPA	0,74 (0.62;1.17)	0,75 (0.04;18.51)			342.47 (0.00)	0,97	0,97
15	LUZ ANDES	Modelo Presentado por la Empresa						
18	CGE DISTRIBUCIÓN	Modelo Presentado por la Empresa						
20	COOPERSOL	Modelo no Econométrico						
21	COOPELAN	-16,15 (3.31;-4.87)	2,05 (0.25;8.27)			68.47 (0.00)	0,89	0,87
22	FRONTEL	Modelo Presentado por la Empresa						
23	SAESA	Modelo Presentado por la Empresa						
26	CODINER	Modelo Presentado por la Empresa						
28	EDECSA	Modelo Presentado por la Empresa						
29	CEC	-1,57 (1.35;-1.16)	0,09 (0.15; 0.59)	1,12 (0.23;4.75)		59.49 (0.00)	0,94	0,92
31	LUZLINARES	Modelo Presentado por la Empresa						
32	LUZPARRAL	Modelo Presentado por la Empresa						
33	COPELEC	-13,20 (2.33;-5.67)		1,45 (0.27;5.34)	0,48 (0.12;4.07)	499.32 (0.00)	0,99	0,99
34	COELCHA	-26,70 (4.88;-5.46)		2,81 (0.37;7.66)		58.69 (0.00)	0,87	0,85
35	SOCOEPA	-9,77 (3.70;-2.63)		1,55 (0.29;5.37)		28.90 (0.00)	0,77	0,74
36	COOPREL	-5,03 (1.85;-2.71)		0,59 (0.27;2.18)	0,75 (0.25;2.98)	45.94 (0.00)	0,93	0,91
39	LUZ OSORNO	Modelo Presentado por la Empresa						
40	CRELL	2,22 (0.69;3.20)	0,05 (0.12;0.47)		0,87 (0.11;7.39)	118.74 (0.00)	0,98	0,96
	SEN	-12,20 (1.47;-8.30)	0,16 (0.21;0.75)	0,22 (0.20;1.07)	0,45 (0.58;0.77)	322.09 (0.00)	0,97	0,96

Tabla 4.1- Modelos de proyección de demanda por Empresa Distribuidora y sistémicas.

Sobre la base de las 3 metodologías planteadas inicialmente se obtienen las tasas de crecimiento de corto y mediano plazo para todas las Empresas Distribuidoras.

Como resultado de la implementación de las metodologías antes mencionadas, las tasas de crecimiento para cada distribuidora son las siguientes:

Cod Dx	Empresa Dx/Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	EMELARI	3,2%	3,9%	2,6%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
2	ELIQSA	12,0%	3,4%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%
3-SING	ELECDA SING	4,2%	5,3%	4,2%	3,9%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,2%	2,2%
3-SIC	ELECDA SIC	4,9%	3,0%	1,3%	1,2%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
4	EMELAT	-4,1%	3,5%	1,7%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
6	CHILQUINTA	0,8%	5,4%	2,6%	2,6%	2,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%
7	CONAFE	1,5%	4,0%	3,6%	3,5%	3,5%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%
8	EMELCA	3,4%	3,3%	3,3%	3,1%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
9	LITORAL	7,4%	5,4%	4,8%	4,8%	4,9%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	1,7%	4,0%	3,2%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
12	EEC	9,6%	4,0%	3,2%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
13	TIL-TIL	4,5%	3,7%	3,4%	2,9%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
14	EEPA	4,0%	2,8%	2,6%	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%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
15	LUZ ANDES	2,7%	4,0%	3,2%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
18	CGE DISTRIBUCIÓN	3,8%	4,9%	5,0%	4,6%	4,2%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%	3,4%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%
20	COOPERSOL	3,5%	4,2%	3,3%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%
21	COOPELAN	5,6%	8,0%	7,3%	6,1%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%
22	FRONTEL	3,5%	4,7%	4,5%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%
23	SAESA	4,1%	4,6%	4,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
26	CODINER	42,6%	6,4%	6,2%	6,2%	5,8%	5,5%	5,3%	5,4%	5,1%	4,8%	4,7%	4,7%	4,5%	4,3%	4,2%	4,2%	4,0%	4,0%	3,8%	3,7%	3,8%
28	EDECSA	1,3%	2,9%	3,7%	3,6%	3,6%	6,6%	6,5%	6,6%	6,8%	6,5%	6,2%	6,1%	6,0%	5,9%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
29	CEC	3,7%	4,1%	4,0%	3,8%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%
31	LUZLINARES	2,7%	3,6%	3,5%	3,6%	3,5%	5,2%	5,2%	5,1%	5,1%	5,0%	5,0%	4,9%	4,9%	4,9%	4,8%	4,8%	4,7%	4,7%	4,6%	4,6%	4,6%
32	LUZPARRAL	6,1%	8,6%	5,5%	5,6%	5,5%	6,3%	6,3%	6,2%	6,2%	6,1%	6,0%	6,0%	5,9%	5,9%	5,8%	5,8%	5,7%	5,7%	5,6%	5,6%	5,5%
33	COPELEC	8,3%	7,4%	7,0%	6,6%	5,9%	5,5%	5,4%	5,2%	5,1%	5,1%	5,0%	5,0%	4,9%	4,9%	4,8%	4,8%	4,7%	4,7%	4,7%	4,6%	4,6%
34	COELCHA	8,1%	8,3%	8,1%	7,6%	6,6%	6,5%	6,4%	6,4%	6,3%	6,2%	6,2%	6,1%	6,1%	6,0%	6,0%	5,9%	5,9%	5,8%	5,8%	5,7%	5,6%
35	SOCOEPA	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%
36	COOPREL	4,6%	5,3%	5,9%	5,0%	4,9%	4,8%	4,7%	4,6%	4,5%	4,5%	4,4%	4,3%	4,3%	4,2%	4,2%	4,1%	4,1%	4,1%	4,0%	4,0%	3,9%
39	LUZ OSORNO	2,8%	3,7%	3,6%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%
40	CRELL	4,8%	4,5%	4,6%	5,6%	4,7%	4,6%	4,1%	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%

Tabla 4.2- Tasas de crecimiento de previsión de demanda por Empresa Distribuidora, período 2018-2038 [%].

Por su parte, las tasas de crecimiento de proyección de demanda sistémica resultantes de la modelación son:

Sistema /Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
SEN	3,08%	2,56%	2,27%	2,01%	1,91%	1,86%	1,84%	1,83%	1,83%	1,83%	1,83%	1,83%	1,83%	1,83%	1,84%	1,84%	1,84%	1,85%	1,85%	1,85%	1,86%

Tabla 4.3- Tasas de crecimiento de previsión de demanda SEN, período 2018-2038 [%].

Para las tasas de largo plazo de todas las empresas distribuidoras (a partir del año 2028)[12], se realizó un promedio entre las tasas sistémicas, por ser más agregadas, y la de cada distribuidora. Asimismo, se aplicó un período de transición desde el año 2026 al año 2028, con el fin de suavizar el traspaso de metodología. El criterio aplicado es el siguiente:

[12]Se considera este año dada la cantidad de años disponibles de historia.

Tasa 2018-2026 = Tasa Distribuidora$_{2018\text{-}2026}$*1+Tasa Sistémica$_{2018\text{-}2026}$*0
Tasa 2027 = Tasa Distribuidora$_{2027}$*0,75+Tasa Sistémica$_{2027}$*0,25
Tasa 2028-2038 = Tasa Distribuidora$_{2028\text{-}2038}$*0,5+Tasa Sistémica$_{2028\text{-}2038}$*0,5

Por lo tanto, promediando según la metodología planteada, las tasas finales son:

Cod Dx	Empresa Dx/Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	EMELARI	3,2%	3,9%	2,6%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
2	ELIQSA	12,0%	3,4%	3,1%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,5%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%
3-SING	ELECDA SING	4,2%	5,3%	4,2%	3,9%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	2,7%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%
3-SIC	ELECDA SIC	4,9%	3,0%	1,3%	1,2%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,4%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
4	EMELAT	-4,1%	3,5%	1,7%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,3%	1,3%	1,4%	1,5%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
6	CHILQUINTA	0,8%	5,4%	2,6%	2,6%	2,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,0%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
7	CONAFE	1,5%	4,0%	3,6%	3,5%	3,5%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	2,8%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%
8	EMELCA	3,4%	3,3%	3,3%	3,1%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
9	LITORAL	7,4%	5,4%	4,8%	4,8%	4,9%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	2,9%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	1,7%	4,0%	3,2%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,6%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
12	EEC	9,6%	4,0%	3,2%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,6%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
13	TIL-TIL	4,5%	3,7%	3,4%	2,9%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	2,7%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
14	EEPA	4,0%	2,8%	2,6%	2,2%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
15	LUZ ANDES	2,7%	4,0%	3,2%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,6%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
18	CGE DISTRIBUCIÓN	3,8%	4,9%	5,0%	4,6%	4,2%	4,3%	4,2%	4,1%	4,0%	3,4%	2,8%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%
20	COOPERSOL	3,5%	4,2%	3,3%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,5%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%
21	COOPELAN	5,6%	8,0%	7,3%	6,1%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	5,2%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%
22	FRONTEL	3,5%	4,7%	4,5%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	4,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
23	SAESA	4,1%	4,6%	4,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	4,5%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,7%
26	CODINER	42,6%	6,4%	6,2%	6,2%	5,8%	5,5%	5,3%	5,4%	5,1%	4,1%	3,2%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%
28	EDECSA	1,3%	2,9%	3,7%	3,6%	3,6%	6,6%	6,5%	6,6%	6,8%	5,3%	4,0%	3,9%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
29	CEC	3,7%	4,1%	4,0%	3,8%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,3%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%
31	LUZLINARES	2,7%	3,6%	3,5%	3,6%	3,5%	5,2%	5,2%	5,1%	5,1%	4,2%	3,4%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%
32	LUZPARRAL	6,1%	8,6%	5,5%	5,6%	5,5%	6,3%	6,3%	6,2%	6,2%	5,0%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%
33	COPELEC	8,3%	7,4%	7,0%	6,6%	5,9%	5,5%	5,4%	5,2%	5,1%	4,3%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%
34	COELCHA	8,1%	8,3%	8,1%	7,6%	6,6%	6,5%	6,4%	6,4%	6,3%	5,1%	4,0%	4,0%	4,0%	3,9%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
35	SOCOEPA	3,8%	3,7%	3,6%	3,5%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	2,4%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
36	COOPREL	4,6%	5,3%	5,9%	5,0%	4,9%	4,8%	4,7%	4,6%	4,5%	3,8%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%	2,9%
39	LUZ OSORNO	2,8%	3,7%	3,6%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	3,7%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%
40	CRELL	4,8%	4,5%	4,6%	5,6%	4,7%	4,6%	4,1%	3,8%	3,7%	3,1%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%

Tabla 4.4.- Tasas de crecimiento de previsiónde demanda por Empresa Distribuidora ajustada 2018-2038 [%].

4.1.2.2 Eficiencia Energética

Con fecha 27 de abril de 2018, a través del Oficio Ordinario CNE N° 241, 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 25 de mayo de 2018, a través de su Oficio Ordinario Nº 782, 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 esperado y no el optimista con el fin de ser conservadores en el cálculo, el que se asignó a cada distribuidora por comuna, 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 para los sectores considerados en los cálculos, los que corresponden al porcentaje de ahorro respecto a la demanda proyectada sin eficiencia energética.

Sector	Región[13]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Residencial	TPCA	0,3%	0,8%	1,2%	1,6%	2,1%	2,3%	2,5%	2,7%	3,2%	3,6%	4,0%	4,4%	5,0%	5,6%	6,2%	6,8%	7,3%	7,7%	8,1%	8,5%	8,9%
Residencial	ANTOF	0,3%	0,7%	1,1%	1,5%	2,0%	2,1%	2,3%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	4,4%	5,1%	5,7%	6,3%	6,9%	7,5%	8,0%	8,4%	8,8%	9,2%
Residencial	ATCMA	0,3%	0,6%	0,9%	1,3%	1,6%	1,6%	1,7%	1,9%	2,1%	2,4%	2,7%	2,9%	3,4%	3,8%	4,3%	4,7%	5,1%	5,4%	5,6%	5,9%	6,1%
Residencial	COQ	0,3%	0,8%	1,3%	1,7%	2,2%	2,4%	2,6%	2,8%	3,2%	3,6%	4,0%	4,3%	4,9%	5,4%	5,9%	6,4%	6,9%	7,2%	7,5%	7,8%	8,1%
Residencial	VALPO	0,4%	0,8%	1,1%	1,5%	1,9%	2,0%	2,2%	2,5%	3,2%	3,9%	4,5%	5,1%	5,9%	6,7%	7,5%	8,3%	9,0%	9,6%	10,2%	10,7%	11,3%
Residencial	LGBO	0,3%	0,7%	1,1%	1,5%	2,0%	2,1%	2,3%	2,6%	3,0%	3,4%	3,8%	4,2%	4,7%	5,3%	5,8%	6,3%	6,8%	7,2%	7,5%	7,8%	8,2%
Residencial	MAULE	0,3%	0,6%	0,9%	1,2%	1,6%	1,7%	1,8%	2,1%	2,7%	3,2%	3,8%	4,3%	4,9%	5,6%	6,2%	6,8%	7,4%	7,8%	8,2%	8,6%	9,1%
Residencial	BBIO	0,3%	0,6%	0,9%	1,3%	1,7%	1,8%	2,0%	2,4%	3,3%	4,1%	4,9%	5,7%	6,6%	7,6%	8,5%	9,4%	10,3%	11,0%	11,7%	12,4%	13,1%
Residencial	ARAUC	0,3%	0,6%	0,9%	1,2%	1,6%	1,8%	2,0%	2,4%	3,2%	4,0%	4,8%	5,6%	6,5%	7,4%	8,2%	9,1%	9,9%	10,6%	11,3%	11,9%	12,6%
Residencial	LAGOS	0,3%	0,7%	1,1%	1,5%	1,9%	2,1%	2,2%	2,4%	2,8%	3,2%	3,5%	3,8%	4,3%	4,8%	5,3%	5,8%	6,3%	6,6%	6,9%	7,2%	7,5%
Residencial	AYSEN	0,3%	0,6%	0,9%	1,2%	1,5%	1,6%	1,6%	1,8%	2,0%	2,2%	2,4%	2,6%	3,0%	3,3%	3,7%	4,1%	4,4%	4,6%	4,9%	5,1%	5,3%
Residencial	MAG	0,3%	0,6%	0,9%	1,2%	1,5%	1,6%	1,6%	1,8%	2,0%	2,2%	2,4%	2,6%	3,0%	3,3%	3,7%	4,1%	4,4%	4,6%	4,9%	5,1%	5,3%
Residencial	RM	0,3%	0,7%	1,0%	1,4%	1,7%	1,8%	2,0%	2,1%	2,5%	2,8%	3,0%	3,3%	3,8%	4,2%	4,6%	5,1%	5,5%	5,7%	6,0%	6,3%	6,5%
Residencial	RIOS	0,3%	0,5%	0,8%	1,1%	1,5%	1,6%	1,8%	2,2%	3,1%	4,0%	4,9%	5,7%	6,7%	7,7%	8,7%	9,7%	10,6%	11,4%	12,2%	12,9%	13,7%
Residencial	AyP	0,3%	0,7%	1,1%	1,4%	1,8%	1,9%	2,0%	2,2%	2,5%	2,7%	3,0%	3,2%	3,6%	4,0%	4,5%	4,9%	5,3%	5,5%	5,8%	6,0%	6,3%
Industrial	TCPA	1,9%	2,1%	2,4%	2,4%	2,4%	2,5%	2,7%	3,0%	3,3%	3,5%	3,7%	3,9%	4,1%	4,4%	4,6%	4,9%	5,1%	5,4%	5,6%	5,8%	6,0%
Industrial	ANTOF	1,5%	1,7%	2,0%	1,9%	1,9%	2,1%	2,2%	2,5%	2,7%	2,9%	3,1%	3,2%	3,5%	3,7%	3,9%	4,1%	4,3%	4,5%	4,7%	4,9%	5,1%
Industrial	ATCMA	1,7%	2,0%	2,3%	2,3%	2,3%	2,5%	2,7%	3,0%	3,3%	3,6%	3,8%	4,0%	4,3%	4,6%	4,8%	5,1%	5,3%	5,6%	5,8%	6,0%	6,2%
Industrial	COQ	1,8%	2,1%	2,3%	2,3%	2,3%	2,5%	2,7%	3,0%	3,3%	3,5%	3,7%	3,9%	4,1%	4,4%	4,6%	4,8%	5,1%	5,4%	5,6%	5,8%	6,0%
Industrial	VALPO	1,9%	2,2%	2,4%	2,3%	2,4%	2,5%	2,8%	3,2%	3,5%	3,8%	4,1%	4,4%	4,7%	5,0%	5,3%	5,7%	6,0%	6,3%	6,6%	6,9%	7,2%
Industrial	LGBO	1,9%	2,2%	2,5%	2,3%	2,4%	2,6%	3,0%	3,5%	3,9%	4,4%	4,8%	5,2%	5,6%	6,1%	6,5%	7,0%	7,4%	7,9%	8,3%	8,7%	9,1%
Industrial	MAULE	1,7%	1,9%	2,2%	2,2%	2,3%	2,6%	3,1%	3,7%	4,3%	4,8%	5,4%	5,9%	6,4%	7,0%	7,5%	8,1%	8,7%	9,2%	9,8%	10,3%	10,8%
Industrial	BBIO	1,9%	2,2%	2,5%	2,4%	2,4%	2,7%	2,9%	3,6%	4,2%	4,9%	5,4%	6,0%	6,6%	7,2%	7,8%	8,4%	9,0%	9,5%	10,1%	10,6%	11,1%
Industrial	ARAUC	2,4%	2,7%	3,1%	3,1%	3,3%	3,7%	4,5%	5,5%	6,4%	7,3%	8,1%	9,0%	9,9%	10,7%	11,5%	12,2%	13,0%	13,7%	14,3%	14,9%	15,5%
Industrial	LAGOS	1,9%	2,1%	2,4%	2,3%	2,4%	2,6%	3,3%	4,1%	4,9%	5,7%	6,5%	7,2%	8,0%	8,8%	9,6%	10,4%	11,1%	11,8%	12,4%	13,0%	13,8%
Industrial	AYSEN	2,5%	3,0%	3,6%	3,7%	4,1%	4,6%	5,4%	6,3%	7,2%	8,0%	8,7%	9,4%	10,2%	10,9%	11,6%	12,3%	13,1%	13,8%	14,5%	15,2%	16,0%

[13] 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. Conforme lo establecido en los artículos 1° y 2° del referido decreto, las abreviaturas para las regiones del país son las siguientes: AyP para la XV Región de Arica y Parinacota, TPCA para la I Región de Tarapacá, ANTOF para la II Región de Antofagasta, ATCMA para la III Región de Atacama, COQ para la IV Región de Coquimbo, VALPO para la V Región de Valparaíso, RM para la XIII Región Metropolitana de Santiago, LGBO para la VI Región del Libertador Bernardo O'Higgins, MAULE para la VII Región del Maule, NUBLE para la XVI Región de Ñuble, BBIO para la VIII Región del Biobío, ARAUC para la IX Región de la Araucanía, RIOS para la XIV Región de Los Ríos, LAGOS para la X Región de Los Lagos, AYSEN para la XI Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo y MAG para la XII Región de Magallanes y de la Antártica Chilena.

Industrial	MAG	1,6%	1,8%	2,1%	2,1%	2,2%	2,5%	2,8%	3,2%	3,6%	3,9%	4,3%	4,6%	5,0%	5,3%	5,7%	6,1%	6,5%	6,9%	7,3%	7,7%	8,1%
Industrial	RM	1,6%	1,9%	2,2%	2,0%	2,0%	2,1%	2,3%	2,5%	2,7%	3,0%	3,1%	3,3%	3,6%	3,9%	4,2%	4,4%	4,7%	5,0%	5,3%	5,5%	5,7%
Industrial	RIOS	2,1%	2,3%	2,7%	2,6%	2,7%	3,1%	3,7%	4,4%	5,2%	6,0%	6,7%	7,3%	8,0%	8,7%	9,3%	10,0%	10,7%	11,4%	12,0%	12,6%	13,3%
Industrial	AyP	1,6%	1,9%	2,1%	2,1%	2,1%	2,3%	2,4%	2,7%	3,0%	3,2%	3,4%	3,6%	3,8%	4,1%	4,3%	4,5%	4,8%	5,0%	5,2%	5,4%	5,6%

Tabla 4.5.- Tasas de Eficiencia Energética proyectadas 2018-2038[%]

Empresa Dx	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
EMELARI	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	14	15	17	19	22	24	26	28	30	32	34
ELIQSA	4	6	9	12	15	16	18	21	24	28	32	36	41	46	52	57	63	68	73	78	83
ELECDA SING	5	10	15	19	25	27	30	35	43	51	58	66	77	88	99	110	122	131	141	151	161
ELECDA SIC	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
EMELAT	4	6	8	10	12	13	14	15	17	20	22	24	28	31	35	38	42	45	48	51	53
CHILQUINTA	15	26	36	46	58	64	72	84	108	133	156	180	214	247	281	317	354	385	418	451	485
CONAFE	9	18	27	36	46	51	57	65	76	87	98	108	125	141	158	175	193	207	222	237	252
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3
LITORAL	0	1	1	2	3	3	3	4	5	7	8	9	11	13	14	16	18	20	21	23	25
ENEL DISTRIBUCIÓN	82	126	173	207	249	269	296	333	387	441	491	542	625	709	794	883	976	1.050	1.125	1.202	1.282
EEC	0	1	1	2	2	2	2	3	3	4	4	4	5	6	7	8	8	9	10	10	11
TIL-TIL	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3
EEPA	1	2	3	4	5	6	6	7	8	9	10	11	13	15	17	19	21	22	24	25	27
LUZ ANDES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CGE DISTRIBUCIÓN	54	93	136	176	225	253	290	345	440	537	629	724	851	983	1.117	1.256	1.399	1.525	1.652	1.784	1.922
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPELAN	1	1	1	2	2	3	3	4	6	8	10	12	14	16	19	22	25	27	30	33	37
FRONTEL	10	15	20	23	29	34	41	52	70	89	107	126	150	174	199	226	254	281	309	338	369
SAESA	31	40	51	56	66	77	97	123	158	194	229	266	310	356	405	456	508	559	612	667	730
CODINER	1	2	2	3	4	4	5	7	9	11	13	15	18	20	23	26	28	31	34	37	39
EDECSA	0	0	1	1	1	1	2	2	3	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
CEC	1	2	2	2	3	3	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15	16	18	19
LUZLINARES	1	1	2	2	3	3	4	5	6	7	9	10	12	14	16	18	20	22	23	25	28
LUZPARRAL	1	1	1	2	2	3	3	4	5	7	8	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27
COPELEC	1	1	2	3	5	5	6	8	11	15	18	22	26	31	36	41	47	52	57	62	68
COELCHA	0	1	1	1	1	2	2	3	4	5	6	7	8	10	11	13	15	16	18	20	22
SOCOEPA	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	3	3	4	5	5	6	7	7	8	9	9
COOPREL	0	0	1	1	1	1	1	2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
LUZ OSORNO	1	2	2	3	4	4	5	6	8	10	12	14	17	20	23	25	28	31	34	37	40
CRELL	0	1	1	2	2	3	3	4	4	5	6	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16
TOTAL	**225**	**360**	**505**	**623**	**772**	**858**	**976**	**1.147**	**1.419**	**1.697**	**1.960**	**2.233**	**2.608**	**2.995**	**3.390**	**3.801**	**4.226**	**4.598**	**4.974**	**5.365**	**5.779**

Tabla 4.6.- Proyección de ahorros de consumo eléctrico por efecto de medidas de eficiencia energética a nivel Nacional. [GWh]

4.1.2.3 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. De manera adicional, es posible observar que las conclusiones expuestas en el acápite siguiente dan cuenta de la inexistencia de incentivos económicos para el traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios al régimen de tarifa regulada. Por tanto, esta Comisión, para ser consistente, proyecta que no se generarán traspasos de clientes no sometidos a regulación de precios.

4.1.2.4 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, 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 2018-2025[14], 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 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
2018	-37%
2019	-39%
2020	-41%
2021	-38%
2022	-35%
2023	-35%
2024	-31%
2025	-19%

Tabla 4.7.- Relación de precios reales a enero 2018, entre promedio de contratos de clientes libres 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 de oferta 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.

Asimismo, 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 a 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

[14] 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.

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, 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 traspasen a un régimen de precio libre, se realizó un análisis 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 traspasan 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 $q = 0{,}38$[15], además, el mercado potencial de clientes (m) es de 2936 clientes 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 basados en el comportamiento real que ha existido en este mercado en los últimos años.

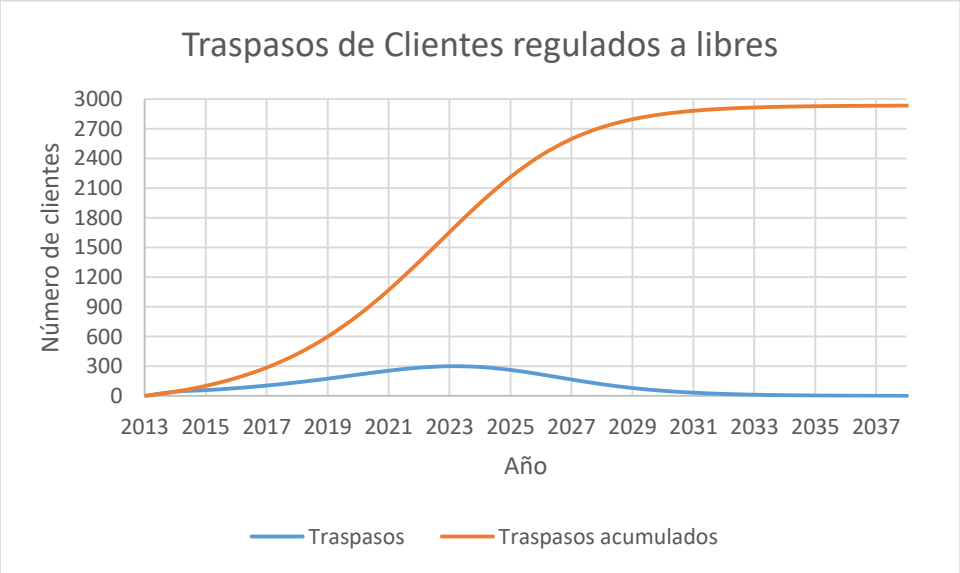

Gráfico 1.- Proyección de probabilidad de traspasarse de clientes regulados a clientes libres en función del tiempo, CNE, [%]

Por todo lo expuesto, y tomando como base todos los traspasos que ya se realizaron, la Comisión determinó una tasa de traspaso de clientes considerando un consumo promedio de energía. El

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

anterior criterio se basa en que no es posible identificar específicamente cuáles clientes y en qué momento se traspasarán en el horizonte de análisis.

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

Empresa Dx	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
EMELARI	32	54	56	60	60	73	89	105	120	133	143	151	158	165	171	177	182	188	193	199	205
ELIQSA	47	83	85	92	92	113	139	165	189	209	225	239	251	261	271	280	289	298	307	316	326
ELECDA SING	54	106	116	126	126	156	194	231	266	296	319	339	356	371	386	399	412	425	439	452	466
ELECDA SIC	5	6	6	7	7	7	9	10	11	11	12	13	13	14	14	14	15	15	16	16	16
EMELAT	79	111	113	119	119	137	161	184	206	224	238	250	261	270	279	287	295	303	311	319	327
CHILQUINTA	140	204	208	220	220	256	303	349	391	426	455	478	498	516	533	549	564	579	594	610	625
CONAFE	70	130	136	147	147	180	224	266	305	339	365	387	407	424	439	455	469	484	498	513	528
EMELCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LITORAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL DISTRIBUCIÓN	1.122	1.756	2.225	2.346	2.349	2.708	3.174	3.628	4.050	4.405	4.689	4.929	5.134	5.313	5.480	5.638	5.792	5.944	6.101	6.259	6.420
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	3	8	8	9	9	12	15	19	22	25	27	29	30	32	33	34	36	37	38	39	41
LUZ ANDES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CGE DISTRIBUCIÓN	812	1.272	1.301	1.387	1.388	1.648	1.982	2.306	2.604	2.854	3.051	3.217	3.356	3.479	3.592	3.698	3.801	3.902	4.006	4.111	4.217
COOPERSOL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPELAN	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
FRONTEL	152	159	159	160	160	163	168	171	174	177	178	180	180	181	182	182	182	183	183	184	184
SAESA	583	606	606	611	610	622	636	648	658	666	672	676	678	679	680	681	681	682	684	685	685
CODINER	18	18	18	18	18	18	17	17	17	17	17	17	16	16	16	16	16	16	16	15	15
EDECSA	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
CEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUZLINARES	9	10	10	10	10	11	12	12	13	14	14	14	15	15	15	15	16	16	16	16	16
LUZPARRAL	3	8	8	9	9	12	16	19	23	26	28	30	31	32	34	35	36	37	38	39	40
COPELEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COELCHA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOCOEPA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COOPREL	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
LUZ OSORNO	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
CRELL	3	7	8	8	8	10	13	15	18	19	21	22	23	24	24	25	26	26	27	28	29
TOTAL	**3.154**	**4.560**	**5.083**	**5.350**	**5.354**	**6.148**	**7.173**	**8.168**	**9.089**	**9.862**	**10.476**	**10.993**	**11.431**	**11.815**	**12.170**	**12.507**	**12.832**	**13.157**	**13.489**	**13.825**	**14.163**

Tabla 4.8.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes regulados a libre CNE, a nivel de Subestación Primaria. [GWh]

4.1.2.5 Generación Eléctrica Residencial

Con fecha 27 de abril de 2018, a través del Oficio Ordinario CNE N° 241, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de Generación Residencial de conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 20.571, 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 25 de mayo de 2018, a través de su Oficio Ordinario Nº 782, 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 esperado y no el optimista, con el fin de ser conservadores en el cálculo, los que fueron asignados 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 la Ley N° 20.571 presentados por el Ministerio de Energía, por región y año.

Empresa Dx	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
EMELARI	0,1	0,1	0,3	0,4	0,7	1,0	1,6	2,2	2,9	3,5	4,2	4,9	5,5	6,0	6,4	6,9	7,3	7,8	8,1	8,4	8,7
ELIQSA	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8	1,3	2,0	2,8	3,6	4,5	5,3	6,1	7,0	7,5	8,1	8,6	9,2	9,8	10,1	10,5	10,9
ELECDA SING	0,3	0,5	0,9	1,4	2,2	3,5	5,1	7,2	9,2	11,3	13,4	15,5	17,6	18,9	20,3	21,6	23,0	24,3	25,2	26,1	27,0
ELECDA SIC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EMELAT	0,2	0,4	0,7	1,1	1,8	2,7	3,9	5,5	7,0	8,5	10,0	11,5	13,0	13,9	14,8	15,8	16,7	17,6	18,2	18,8	19,4
CHILQUINTA	1,1	1,8	3,1	4,9	7,8	12,0	17,6	24,5	31,4	38,2	45,1	51,9	58,8	63,1	67,3	71,6	75,9	80,2	82,9	85,7	88,5
CONAFE	0,5	0,8	1,4	2,3	3,7	5,7	8,3	11,7	15,0	18,4	21,7	25,1	28,4	30,6	32,7	34,8	37,0	39,1	40,6	42,0	43,4
EMELCA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LITORAL	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	1,0	1,3	1,6	1,8	2,1	2,4	2,6	2,8	2,9	3,1	3,3	3,4	3,5	3,6
ENEL DISTRIBUCIÓN	9,4	9,6	9,9	10,2	14,4	23,3	35,2	51,0	67,4	83,9	100,4	116,9	133,5	145,6	157,8	170,0	182,2	194,4	203,4	212,4	221,4
EEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TIL-TIL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EEPA	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	0,1	0,1	0,1
LUZ ANDES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CGE DISTRIBUCIÓN	1,1	1,7	2,9	4,7	7,5	11,7	17,1	24,0	30,9	37,8	44,6	51,3	58,1	62,4	66,7	71,0	75,3	79,5	82,3	85,0	87,8
COOPERSOL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
COOPELAN	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	0,1	0,1	0,1	0,1
FRONTEL	0,3	0,6	1,0	1,6	2,5	3,9	5,7	8,0	10,3	12,6	14,9	17,3	19,6	21,1	22,6	24,1	25,6	27,1	28,1	29,1	30,1
SAESA	0,2	0,4	0,7	1,2	1,9	3,1	4,8	6,9	9,2	11,4	13,7	15,9	18,2	19,8	21,5	23,2	24,8	26,5	27,7	29,0	30,2
CODINER	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
EDECSA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LUZLINARES	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8	1,1	1,4	1,7	2,0	2,3	2,6	2,8	3,0	3,2	3,3	3,5	3,7	3,8	3,9
LUZPARRAL	0,4	0,5	0,9	1,4	2,2	3,4	5,0	7,0	9,0	11,0	12,9	14,9	16,9	18,1	19,4	20,7	21,9	23,2	24,0	24,8	25,6
COPELEC	4,5	5,0	5,4	5,9	7,9	12,3	18,1	25,4	32,6	39,9	47,1	54,4	61,7	66,4	71,1	75,8	80,5	85,2	88,3	91,4	94,5
COELCHA	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	0,1
SOCOEPA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
COOPREL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LUZ OSORNO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Empresa Dx	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
CRELL	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9	2,0	2,2	2,4	2,5	2,6	2,8	2,9
TOTAL	**18**	**22**	**28**	**36**	**54**	**85**	**127**	**179**	**232**	**286**	**339**	**392**	**445**	**481**	**517**	**553**	**589**	**625**	**649**	**674**	**699**

Tabla 4.9.- Proyección de generación residencial, a nivel Nacional. [GWh]

4.1.2.6 Electromovilidad

Con fecha 06 de septiembre de 2018, a través del Oficio Ordinario CNE N° 503, la Comisión solicitó al Ministerio de Energía sus proyecciones de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país para el horizonte de proyección del presente informe. En el señalado oficio, se solicitó incluir los supuestos que sustentaran las proyecciones y las desagregaciones que permitieran incluir los valores para las distintas empresas distribuidoras.

Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados por el Ministerio de Energía a la Comisión con fecha 20 de septiembre de 2018, a través de su Oficio Ordinario Nº 1510, 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. 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 2016 del INE, 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	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
EMELARI	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,8	2,0	2,3	2,6	2,9
ELIQSA	0,6	0,9	1,2	1,9	2,6	3,5	4,4	5,4	6,6	7,8	9,2	10,9	12,6	16,1	18,9	22,2	26,0	29,9	34,0	38,9	43,9
ELECDA SING	0,2	0,3	0,4	0,7	0,9	1,2	1,6	1,9	2,3	2,7	3,2	3,8	4,4	5,5	6,5	7,5	8,8	10,0	11,3	12,9	14,4
ELECDA SIC	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	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4
EMELAT	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	1,3	1,6	1,9	2,3	2,7	3,1	3,6	4,2
CHILQUINTA	0,2	0,4	0,5	0,8	1,1	1,5	1,9	2,3	2,8	3,3	3,9	4,6	5,3	6,8	7,9	9,3	10,8	12,4	14,0	16,0	17,9
CONAFE	1,4	2,0	2,8	4,4	6,2	8,3	10,4	12,8	15,5	18,4	21,6	25,4	29,5	37,6	44,2	51,8	60,6	69,7	79,3	90,6	102,1
EMELCA	0,2	0,3	0,5	0,8	1,1	1,4	1,8	2,2	2,7	3,2	3,8	4,4	5,2	6,6	7,7	9,0	10,5	12,1	13,7	15,7	17,6
LITORAL	0,1	0,2	0,2	0,4	0,5	0,7	0,8	1,0	1,3	1,5	1,8	2,1	2,4	3,1	3,6	4,2	4,9	5,6	6,4	7,3	8,2
ENEL DISTRIBUCIÓN	4,9	6,3	7,3	10,4	15,0	20,4	26,2	32,7	40,3	48,5	57,8	68,9	81,1	104,5	124,2	147,2	174,0	202,0	232,1	267,8	304,2
EEC	0,3	0,5	0,7	1,2	1,7	2,2	2,7	3,3	4,0	4,7	5,5	6,4	7,5	9,5	11,2	13,2	15,5	17,9	20,5	23,6	26,8
TIL-TIL	2,1	3,0	4,3	6,8	9,5	12,6	15,8	19,3	23,3	27,5	32,1	37,7	43,7	55,5	65,1	76,1	88,9	102,0	115,9	132,3	148,8
EEPA	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	1,1	1,4	1,6	1,9	2,2	2,5	2,8	3,2	3,6
LUZ ANDES	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9	2,2	2,5	2,8
CGE DISTRIBUCIÓN	7,0	10,5	16,0	26,6	37,2	49,4	62,1	76,0	91,9	108,6	127,4	149,7	173,5	220,3	258,4	302,3	352,9	404,6	459,4	523,9	588,5
COOPERSOL	0,3	0,5	0,6	1,0	1,4	1,9	2,4	3,0	3,6	4,3	5,1	6,0	7,0	8,9	10,5	12,3	14,4	16,6	18,9	21,6	24,4
COOPELAN	1,3	2,0	2,8	4,4	6,1	8,1	10,2	12,4	15,0	17,7	20,7	24,3	28,2	35,8	41,9	49,0	57,2	65,5	74,3	84,7	95,1
FRONTEL	0,2	0,3	0,4	0,6	0,9	1,2	1,5	1,9	2,4	2,9	3,5	4,2	4,9	6,4	7,7	9,2	11,0	12,9	15,0	17,5	20,2
SAESA	1,8	2,6	3,6	5,8	8,1	10,8	13,6	16,7	20,3	24,2	28,5	33,7	39,3	50,1	59,1	69,6	81,7	94,2	107,6	123,5	139,9
CODINER	0,5	0,7	1,0	1,6	2,2	3,0	3,8	4,6	5,6	6,7	7,9	9,3	10,9	13,9	16,3	19,2	22,5	25,9	29,6	33,9	38,3
EDECSA	0,1	0,1	0,2	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0	1,2	1,5	1,8	2,1	2,8	3,4	4,0	4,9	5,8	6,7	7,9	9,1
CEC	0,5	0,9	1,3	2,0	2,7	3,5	4,4	5,3	6,3	7,4	8,6	10,0	11,5	14,5	16,9	19,6	22,8	25,9	29,3	33,2	37,1
LUZLINARES	0,3	0,5	0,7	1,1	1,4	1,9	2,3	2,7	3,2	3,7	4,3	5,0	5,7	7,1	8,2	9,5	11,0	12,5	14,1	15,9	17,8
LUZPARRAL	0,2	0,4	0,5	0,8	1,1	1,4	1,7	2,0	2,4	2,7	3,1	3,6	4,1	5,2	6,0	6,9	7,9	9,0	10,1	11,5	12,8
COPELEC	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	1,2	1,5	1,7	2,0	2,4	2,7	3,1	3,5	4,0
COELCHA	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	0,9	1,1	1,3	1,7	2,0	2,4	2,8	3,3	3,9	4,5	5,2
SOCOEPA	0,2	0,3	0,4	0,6	0,9	1,2	1,6	1,9	2,3	2,7	3,2	3,7	4,3	5,4	6,4	7,5	8,7	10,0	11,3	12,8	14,0
COOPREL	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,5	1,6
LUZ OSORNO	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,9	2,2	2,6	3,2	3,8	4,4	5,1	5,8	6,6	7,5	8,3
CRELL	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,9	2,2	2,5	3,1	3,6	4,1	4,8	5,4	6,1	6,8	7,6
TOTAL	**23**	**33**	**47**	**74**	**104**	**138**	**174**	**214**	**259**	**307**	**361**	**426**	**495**	**631**	**742**	**870**	**1.019**	**1.172**	**1.335**	**1.528**	**1.722**

Tabla 4.10.- Proyección de aumento de demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país, a nivel Nacional. [GWh]

4.1.3 Previsión de demanda anual ajustada

Las demandas anuales de clientes regulados proyectadas por esta Comisión de acuerdo a lo indicado en el punto anterior, por Empresa Distribuidora y a nivel de subestación primaria de distribución, para el horizonte 2018 a 2038, son las que se presentan a continuación:

Cod Dx	Empresa Dx	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	EMELARI	316	306	313	316	324	319	311	303	296	291	288	287	286	287	288	290	292	295	298	302	305
2	ELIQSA	549	532	546	557	573	572	564	556	549	544	543	544	545	551	556	562	570	578	587	597	607
3-SING	ELECDA SING	992	991	1.023	1.054	1.091	1.101	1.101	1.101	1.099	1.099	1.102	1.108	1.113	1.122	1.132	1.142	1.153	1.166	1.180	1.193	1.207
3-SIC	ELECDA SIC	17	16	16	16	17	16	15	14	14	13	13	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
4	EMELAT	540	528	534	535	541	530	513	496	480	469	463	459	455	454	453	453	453	455	457	459	461
6	CHILQUINTA	2.347	2.409	2.464	2.512	2.571	2.627	2.672	2.716	2.755	2.789	2.820	2.857	2.890	2.930	2.972	3.017	3.062	3.115	3.170	3.226	3.283
7	CONAFE	1.765	1.773	1.827	1.877	1.939	1.972	1.996	2.021	2.047	2.072	2.098	2.129	2.158	2.197	2.235	2.276	2.319	2.367	2.417	2.470	2.523
8	EMELCA	18	18	19	20	21	21	22	23	24	25	26	27	28	29	31	32	34	36	38	40	42
9	LITORAL	115	121	127	132	138	142	147	151	155	158	161	164	167	170	173	176	180	183	187	191	195
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	10.677	10.481	10.363	10.581	10.919	10.931	10.842	10.762	10.710	10.696	10.726	10.809	10.906	11.052	11.214	11.394	11.590	11.815	12.053	12.303	12.559
12	EEC	98	102	105	108	111	115	118	122	126	129	133	136	140	144	148	153	158	163	169	175	181
13	TIL-TIL	19	20	22	25	28	32	35	39	44	48	53	59	65	77	87	98	111	125	139	155	172
14	EEPA	263	264	270	275	280	284	287	290	293	296	299	303	307	312	316	321	325	331	337	342	348
15	LUZ ANDES	11	11	12	12	12	13	13	13	14	14	15	15	15	16	16	17	17	18	19	19	20
18	CGE DISTRIBUCIÓN	9.192	9.198	9.653	10.041	10.489	10.731	10.900	11.068	11.237	11.389	11.532	11.714	11.897	12.123	12.354	12.598	12.857	13.140	13.431	13.734	14.041
20	COOPERSOL	3	3	3	3	4	4	5	6	6	7	8	9	10	12	13	15	17	20	22	25	27
21	COOPELAN	96	104	113	121	131	141	151	162	173	183	192	201	211	224	236	250	264	280	296	313	331
22	FRONTEL	981	1.023	1.073	1.137	1.205	1.274	1.344	1.415	1.485	1.543	1.590	1.638	1.686	1.736	1.789	1.844	1.901	1.962	2.026	2.092	2.160
23	SAESA	1.847	1.929	2.033	2.170	2.316	2.456	2.596	2.739	2.885	3.011	3.112	3.220	3.328	3.446	3.566	3.691	3.823	3.962	4.108	4.260	4.414
26	CODINER	108	116	124	133	142	151	160	169	177	185	191	197	203	210	217	225	233	241	249	258	268
28	EDECSA	51	52	54	56	58	62	66	70	74	78	80	83	86	89	93	96	100	104	108	112	117
29	CEC	113	118	122	127	131	135	138	142	146	149	152	156	160	165	169	174	180	185	191	197	203
31	LUZLINARES	126	130	134	139	144	151	159	166	173	180	185	191	196	203	209	216	223	230	238	246	254
32	LUZPARRAL	107	111	116	122	128	133	137	141	145	148	151	154	157	162	167	172	177	184	190	198	205
33	COPELEC	208	222	237	251	263	274	283	290	296	300	302	304	306	310	314	318	323	329	336	343	351
34	COELCHA	60	65	70	75	80	85	90	96	101	105	109	112	116	120	123	127	131	136	140	145	149
35	SOCOEPA	41	42	44	45	47	48	50	51	52	53	54	55	57	58	60	61	63	65	67	69	71
36	COOPREL	43	46	49	51	54	57	59	62	65	67	68	70	72	73	75	77	78	80	82	84	86
39	LUZ OSORNO	163	169	175	182	190	198	207	215	224	231	237	243	249	255	262	268	275	283	291	299	307
40	CRELL	98	99	102	107	112	116	118	121	123	125	127	129	132	134	137	140	144	147	151	155	159
	TOTAL (*)	30.962	31.000	31.741	32.782	34.056	34.690	35.099	35.521	35.967	36.397	36.828	37.385	37.952	38.672	39.419	40.217	41.066	42.005	42.987	44.015	45.059

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

Tabla 4.11.- Previsión ajustada de demanda de clientes regulados de Empresas Distribuidoras del SEN en el período 2018-2038 a nivel de subestaciones primarias de distribución.

4.2 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 a la Carta CNE N°90, de fecha 08 de marzo de 2018.

4.3 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 a la Carta CNE N°90, de fecha 08 de marzo de 2018.

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:

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

Año	SEN		
	Total	Clientes Regulados	Clientes Libres
2018	68.202	30.962	37.241
2019	70.267	31.000	39.268
2020	72.361	31.741	40.620
2021	74.418	32.782	41.636
2022	76.447	34.056	42.391
2023	78.763	34.690	44.073
2024	81.070	35.099	45.972
2025	83.298	35.521	47.777
2026	85.245	35.967	49.278
2027	87.252	36.397	50.855
2028	89.405	36.828	52.577
2029	91.627	37.385	54.242
2030	92.559	37.952	54.607
2031	93.618	38.672	54.946
2032	95.298	39.419	55.880
2033	97.439	40.217	57.222
2034	99.702	41.066	58.637
2035	102.224	42.005	60.220
2036	104.768	42.987	61.781
2037	107.397	44.015	63.382
2038	110.072	45.059	65.013

Tabla 5.1.- Previsión demanda de clientes libres del SEN en el período 2018-2038 [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 2000-2017. A continuación, se presentan los datos informados por el Coordinador en respuesta a la Oficio Ordinario CNE N°25, de 11 de enero de 2018, donde se presentan 5 sectores económicos: Comercial, Público y Residencial; Energético; Industrial; Minero; y, Transporte.

	SEN					
Año	Comercial, Público, Residencial (CPR)	Energético	Industrial	Minero	Transporte	Total Clientes Libres
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	190	444	8.038	25.317	514	34.503

Tabla 5.2.- Retiros históricos de clientes libres desagregados por sector económico del SEN en el período 2000-2017 [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]
2018	3,60%	1,00%	6,00%
2019	3,80%	0,90%	6,00%
2020	3,50%	0,90%	4,00%
2021	3,10%	0,70%	4,00%
2022	3,20%	0,70%	4,00%
2023	3,20%	0,70%	4,00%
2024	3,20%	0,70%	4,00%
2025	3,20%	0,70%	4,00%
2026	3,20%	0,70%	4,00%
2027	3,20%	0,70%	3,00%
2028	3,20%	0,70%	3,00%
2029	3,20%	0,70%	3,00%
2030	3,20%	0,70%	3,00%
2031	3,20%	0,70%	3,00%
2032	3,20%	0,70%	3,00%
2033	3,20%	0,70%	3,00%
2034	3,20%	0,70%	3,00%
2035	3,20%	0,70%	3,00%
2036	3,20%	0,70%	3,00%
2037	3,20%	0,70%	3,00%

2038	3,20%	0,70%	2,00%

Tabla 5.3.- Tasas de crecimiento de proyección de variables explicativas, período 2018-2038 [%].

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 período 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)	R2	R2 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.

	SEN					
Año	Comercial, Público, Residencial (CPR)	Energético	Industrial	Minero	Transporte	Total Clientes Libres
2018	1,2%	1,3%	3,2%	3,2%	15,2%	3,3%
2019	13,1%	1,4%	3,4%	4,2%	22,2%	4,4%
2020	15,0%	1,4%	3,6%	4,5%	1,5%	4,2%
2021	13,0%	1,4%	3,8%	4,5%	1,5%	4,3%
2022	11,5%	1,4%	4,1%	4,6%	1,5%	4,4%
2023	10,3%	1,4%	4,1%	4,6%	1,5%	4,5%
2024	9,4%	1,4%	4,1%	4,6%	1,5%	4,5%
2025	8,6%	1,4%	4,1%	4,6%	1,5%	4,5%
2026	7,9%	1,4%	4,2%	4,6%	1,5%	4,5%
2027	7,3%	1,4%	4,2%	4,6%	1,5%	4,5%
2028	6,8%	1,3%	4,2%	4,7%	1,5%	4,5%
2029	6,4%	1,3%	4,2%	4,7%	1,5%	4,5%
2030	6,0%	1,3%	4,2%	4,7%	1,5%	4,5%
2031	5,7%	1,3%	4,3%	4,7%	1,5%	4,5%
2032	5,4%	1,3%	4,3%	4,7%	1,5%	4,5%
2033	5,1%	1,3%	4,3%	4,7%	1,5%	4,5%
2034	4,8%	1,2%	4,3%	4,7%	1,5%	4,5%
2035	4,6%	1,2%	4,3%	4,7%	1,5%	4,5%
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%

Tabla 5.5.- Tasas de crecimiento por sector económico 2018-2038 sin eficiencia energética [%]

Adicionalmente, a los resultados obtendidos 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:

	SEN				
Año	Comercial, Público, Residencial (CPR)	Energético	Industrial	Minero	Transporte
	Comercial	Industria	Industria	Minería	Transporte
2018	0%	0%	0%	0%	0%
2019	1%	1%	1%	1%	1%
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%	-2%
2026	3%	3%	3%	3%	-2%
2027	4%	3%	3%	4%	-2%
2028	4%	4%	4%	5%	-2%
2029	4%	4%	4%	6%	-2%
2030	12%	5%	5%	7%	-3%
2031	22%	5%	5%	8%	-3%
2032	26%	6%	6%	9%	-3%
2033	27%	6%	6%	9%	-3%
2034	27%	7%	7%	10%	-3%
2035	28%	7%	7%	11%	-4%
2036	28%	8%	8%	12%	-4%
2037	29%	8%	8%	12%	-4%
2038	29%	8%	8%	13%	-4%

Tabla 5.6.- Previsión de eficiencia energética por sector económico 2018-2038 [%]

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 ferrovario 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
2018	24.414
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

Tabla 5.7.- Electromovilidad 2018-2038 [MWh].

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

	SEN				
Año	Comercial, Público, Residencial (CPR)	Energético	Industrial	Minero	Transporte
2018	1%	-3%	3%	3%	20%
2019	13%	1%	3%	4%	27%
2020	15%	1%	4%	4%	9%
2021	13%	1%	4%	4%	9%
2022	11%	1%	4%	5%	9%
2023	10%	1%	4%	5%	8%
2024	9%	1%	4%	5%	8%
2025	8%	1%	4%	5%	7%
2026	7%	1%	4%	5%	6%
2027	7%	1%	4%	5%	6%
2028	7%	1%	4%	5%	6%
2029	6%	1%	4%	5%	6%
2030	-3%	-4%	4%	5%	6%
2031	-5%	-4%	4%	5%	17%
2032	0%	0%	4%	5%	9%
2033	4%	1%	4%	5%	9%
2034	4%	1%	4%	5%	9%
2035	4%	1%	4%	5%	8%
2036	4%	1%	4%	5%	4%
2037	3%	1%	4%	5%	5%
2038	3%	1%	4%	5%	5%

Tabla 5.8.- Tasas de crecimiento de clientes libres por sector económico 2018-2038 considerando eficiencia energética [%]

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	Clientes libres suministrados por distribuidoras (*)	Clientes libres suministrados por generadoras	Proyección clientes libres previo ajuste	Previsión clientes libres global	Factor de Ajuste	Clientes libres suministrados por distribuidoras (*)	Clientes libres suministrados por generadoras	Traspasos Efectivos
2018	5.988	35.622	41.610	37.216	0,82	4.885	29.063	3.268
2019	6.568	37.208	43.776	39.206	0,77	5.068	28.710	5.428
2020	6.750	38.864	45.614	40.496	0,76	5.137	29.576	5.784
2021	6.878	40.603	47.480	41.443	0,74	5.121	30.233	6.089
2022	6.997	42.471	49.468	42.126	0,72	5.062	30.723	6.341
2023	7.115	44.431	51.546	43.736	0,72	5.109	31.905	6.722
2024	7.217	46.482	53.699	45.559	0,72	5.165	33.265	7.130
2025	7.314	48.625	55.940	47.290	0,71	5.201	34.575	7.514
2026	7.486	50.858	58.344	48.722	0,70	5.246	35.641	7.835
2027	7.699	53.194	60.893	50.228	0,69	5.320	36.756	8.152
2028	7.897	55.642	63.539	51.878	0,68	5.392	37.990	8.496
2029	8.083	58.204	66.287	53.469	0,67	5.444	39.202	8.823
2030	8.271	60.805	69.076	53.758	0,65	5.408	39.756	8.594
2031	8.103	63.683	71.786	53.826	0,63	5.139	40.389	8.298
2032	7.893	66.645	74.538	54.599	0,62	4.902	41.387	8.310
2033	7.921	69.782	77.702	55.766	0,61	4.820	42.468	8.477
2034	8.088	73.072	81.160	56.994	0,60	4.818	43.525	8.651
2035	8.280	76.506	84.786	58.389	0,58	4.839	44.710	8.840
2036	8.489	80.031	88.521	59.841	0,57	4.873	45.935	9.033
2037	8.707	83.732	92.439	61.315	0,56	4.907	47.187	9.221
2038	8.938	87.596	96.534	62.821	0,55	4.946	48.469	9.407

(*)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 2018-2038, a nivel de la barra de su punto de conexión.

	PREVISIÓN DE DEMANDA SEN (*)		
Año	**Cliente Regulado (**)**	**Cliente Libre**	**Sistema**
2018	30.962	37.241	**68.202**
2019	31.000	39.268	**70.267**
2020	31.741	40.620	**72.361**
2021	32.782	41.636	**74.418**
2022	34.056	42.391	**76.447**
2023	34.690	44.073	**78.763**
2024	35.099	45.972	**81.070**
2025	35.521	47.777	**83.298**
2026	35.967	49.278	**85.245**
2027	36.397	50.855	**87.252**
2028	36.828	52.577	**89.405**
2029	37.385	54.242	**91.627**
2030	37.952	54.607	**92.559**
2031	38.672	54.946	**93.618**
2032	39.419	55.880	**95.298**
2033	40.217	57.222	**97.439**
2034	41.066	58.637	**99.702**
2035	42.005	60.220	**102.224**
2036	42.987	61.781	**104.768**
2037	44.015	63.382	**107.397**
2038	45.059	65.013	**110.072**

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

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 presente año, se llevaron a cabo los procesos de Planificación y Tarificación de todos los Sistemas Medianos que operan en nuestro país para el cuadrienio 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 cuadrienio 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."[16].

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.

[16] 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[17]	AYSEN	AYSEN	LAGOS	MAG	MAG	MAG	MAG	LAGOS	LAGOS
Distribuidora	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	SAESA	SAESA
Año	Aysén	General Carrera	Palena	Porvenir	Puerto Natales	Puerto Williams	Punta Arenas	Cochamó	Hornopirén
2000	71.436	4.318	5.113	3.992	12.900		140.880	887	1.637
2001	74.725	4.301	5.764	5.772	13.601		145.048	1.065	1.979
2002	83.012	4.567	6.073	6.579	14.805	2.083	148.679	1.299	2.132
2003	85.838	5.032	6.233	9.752	15.372	2.658	152.644	1.350	2.371
2004	92.732	5.431	6.493	9.809	16.324	3.416	163.305	1.344	2.605
2005	103.340	6.032	7.150	11.884	17.168	3.662	172.847	1.379	2.935
2006	114.979	6.471	7.509	12.977	19.048	3.357	182.598	2.236	4.646
2007	120.156	7.077	8.359	15.164	20.177	2.799	193.723	2.630	7.950
2008	117.716	7.392	5.930	13.099	21.092	2.591	204.146	3.123	8.580
2009	114.492	7.373	5.443	13.781	21.794	2.991	208.842	2.871	8.399
2010	114.690	7.641	5.721	16.098	23.922	3.253	216.864	3.305	8.340
2011	124.662	8.140	6.783	17.127	25.470	3.371	221.332	4.047	9.986
2012	127.282	8.799	7.482	21.179	28.104	3.576	224.906	4.453	11.730
2013	131.503	9.231	8.361	21.945	29.230	3.759	227.051	4.807	13.717
2014	130.588	9.786	9.525	19.465	32.695	4.025	232.277	4.925	13.307
2015	130.906	10.375	10.279	21.638	33.462	4.478	237.715	5.478	11.451
2016	128.789	10.790	10.906	23.730	35.245	4.827	244.429	5.770	13.253

Tabla 7.1.- Evolución histórica 2000-2016 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.

[17] 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 neceesario 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 2018-2038, a nivel de la barra de su punto de conexión

Región[18]	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
2018	132.783	12.055	12.611	28.438	40.627	5.463	251.138	8.267	12.871
2019	134.904	12.364	12.835	30.004	43.010	5.756	257.966	10.451	13.884
2020	136.538	12.647	13.028	31.047	44.574	5.960	262.295	13.223	14.539
2021	138.343	12.902	13.224	32.219	46.353	6.181	267.357	14.118	15.556
2022	140.215	13.172	13.431	33.465	48.243	6.417	272.734	16.308	16.613
2023	141.924	13.443	13.626	34.645	50.027	6.642	277.771	17.774	17.431
2024	143.654	13.722	13.825	35.830	51.816	6.869	282.809	18.424	18.249
2025	145.405	14.008	14.029	37.018	53.609	7.098	287.847	19.045	19.067
2026	147.177	14.301	14.237	38.211	55.407	7.328	292.884	19.688	19.885
2027	148.972	14.603	14.450	39.408	57.210	7.559	297.922	20.335	20.702
2028	150.790	14.912	14.667	40.610	59.017	7.793	302.960	21.003	21.520
2029	152.632	15.230	14.889	41.817	60.830	8.028	307.997	21.643	22.338
2030	154.499	15.557	15.117	43.028	62.648	8.266	313.035	22.305	23.156
2031	156.391	15.892	15.349	44.245	64.471	8.505	318.073	22.972	23.974
2032	158.306	16.235	15.585	45.496	66.347	8.751	323.192	23.659	24.821
2033	160.244	16.585	15.825	46.783	68.278	9.004	328.393	24.367	25.697
2034	162.207	16.942	16.069	48.105	70.265	9.264	333.678	25.096	26.605
2035	164.193	17.308	16.316	49.466	72.310	9.533	339.047	25.847	27.544
2036	166.203	17.681	16.567	50.865	74.415	9.808	344.504	26.620	28.517
2037	168.239	18.062	16.822	52.303	76.580	10.092	350.048	27.416	29.524
2038	170.299	18.451	17.080	53.782	78.809	10.384	355.681	28.236	30.567

Tabla 7.3.- Previsión de Demanda SSMM 2018-2038 [MWh].

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

[18] 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[19]	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
2018	1,6%	2,6%	1,8%	5,5%	5,9%	5,4%	2,7%	26,4%	7,9%
2019	1,2%	2,3%	1,5%	3,5%	3,6%	3,5%	1,7%	26,5%	4,7%
2020	1,3%	2,0%	1,5%	3,8%	4,0%	3,7%	1,9%	6,8%	7,0%
2021	1,4%	2,1%	1,6%	3,9%	4,1%	3,8%	2,0%	15,5%	6,8%
2022	1,2%	2,1%	1,5%	3,5%	3,7%	3,5%	1,8%	9,0%	4,9%
2023	1,2%	2,1%	1,5%	3,4%	3,6%	3,4%	1,8%	3,7%	4,7%
2024	1,2%	2,1%	1,5%	3,3%	3,5%	3,3%	1,8%	3,4%	4,5%
2025	1,2%	2,1%	1,5%	3,2%	3,4%	3,2%	1,8%	3,4%	4,3%
2026	1,2%	2,1%	1,5%	3,1%	3,3%	3,2%	1,7%	3,3%	4,1%
2027	1,2%	2,1%	1,5%	3,0%	3,2%	3,1%	1,7%	3,3%	4,0%
2028	1,2%	2,1%	1,5%	3,0%	3,1%	3,0%	1,7%	3,0%	3,8%
2029	1,2%	2,1%	1,5%	2,9%	3,0%	3,0%	1,6%	3,1%	3,7%
2030	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	3,0%	3,5%
2031	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	3,0%	3,5%
2032	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	3,0%	3,5%
2033	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	3,0%	3,5%
2034	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	3,0%	3,5%
2035	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	3,0%	3,5%
2036	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	3,0%	3,5%
2037	1,2%	2,2%	1,5%	2,8%	2,9%	2,9%	1,6%	3,0%	3,5%
2038	1,6%	2,6%	1,8%	5,5%	5,9%	5,4%	2,7%	26,4%	7,9%

Tabla 7.4.- Tasas de Crecimiento de demanda SSMM 2018-2038 [%].

[19] 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 2015-2017, la cual es agrupada por Empresa Distribuidora por esta Comisión para obtener una relación entre las compras de energía a nivel de subestación primeria 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
EMELARI	300	305	309
ELIQSA	490	480	483
ELECDA SING	902	887	899
ELECDA SIC	20	20	20
EMELAT	646	635	596
CHILQUINTA	2.300	2.355	2.203
CONAFE	1.682	1.692	1.635
EMELCA	14	15	15
LITORAL	85	90	95
ENEL	11.110	11.242	11.650
EEC	81	84	88
TIL-TIL	14	13	14
EEPA	273	274	237
LUZ ANDES	8	9	10
CGE DISTRIBUCIÓN	8.560	8.843	8.591
COOPERSOL	2	2	2
COOPELAN	79	84	82
FRONTEL	920	919	850
SAESA	2.121	2.106	1.940
CODINER	63	70	71
EDECSA	54	55	47
CEC	110	111	98
LUZLINARES	118	123	114
LUZPARRAL	81	92	90
COPELEC	137	149	156
COELCHA	52	54	36
SOCOEPA	30	32	33
COOPREL	33	35	37
LUZ OSORNO	145	148	141
CRELL	72	72	81
TOTAL SEN	**30.502**	**30.994**	**30.622**

Tabla 8.1.- Ventas de energía a nivel de Subestación Primaria 2015-2017 [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:

Cod Dx	Empresa Dx	2019	2020
1	EMELARI	283	289
2	ELIQSA	488	502
3-SING	ELECDA SING	896	925
3-SIC	ELECDA SIC	16	16
4	EMELAT	492	498
6	CHILQUINTA	2.159	2.208
7	CONAFE	1.611	1.660
8	EMELCA	16	17
9	LITORAL	107	112
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	10.040	9.927
12	EEC	95	98
13	TIL-TIL	19	20
14	EEPA	253	258
15	LUZ ANDES	11	11
18	CGE DISTRIBUCIÓN	8.253	8.661
20	COOPERSOL	3	3
21	COOPELAN	88	95
22	FRONTEL	855	896
23	SAESA	1.737	1.830
26	CODINER	96	102
28	EDECSA	48	49
29	CEC	107	112
31	LUZLINARES	115	119
32	LUZPARRAL	96	100
33	COPELEC	178	190
34	COELCHA	56	61
35	SOCOEPA	35	37
36	COOPREL	36	38
39	LUZ OSORNO	145	150
40	CRELL	83	86
	TOTAL	28.450	29.130

Tabla 8.2.- Proyección de Ventas de energía a nivel de Subestación Primaria 2019-2020 [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.