

Ref.: Aprueba "Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos", de diciembre de 2017.

SANTIAGO, 26 DIC 2017

RESOLUCIÓN EXENTA N° 7 4 5

VISTOS:

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

- f) Lo establecido en la Resolución Exenta de la Comisión N°641, de 30 de agosto de 2016, que Establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, complementada y modificada por las Resoluciones CNE N° 434 y N° 603, ambas de 2017, en adelante "Resolución CNE N°641";
- g) Lo establecido en la Resolución Exenta de la Comisión N°250, de 15 de mayo de 2017, que Aprueba Informe Final de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "Resolución CNE N°250";
- h) Lo establecido en la Resolución Exenta de la Comisión N°668, de 21 de noviembre de 2017, que tiene por conformado, a partir de la fecha que indica, el Sistema Eléctrico Nacional por interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande con el Sistema Interconectado Central, para todos los efectos, en adelante "Resolución CNE N°668";
- i) Lo comunicado a través de Carta CNE N°574/2017, de fecha 24 de noviembre de 2017, dirigida a las empresas Coordinadas del Sistema Eléctrico Nacional y de Sistemas Medianos, en adelante "Carta CNE N°574/2017";
- j) Lo comunicado a través de Oficio Ordinario CNE N°646/2017, de 24 de noviembre de 2017, dirigido al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "Of. Ord. CNE N°646/2017"; y,
- k) La Resolución N° 1600, de 2008 de Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, la Ley dispone en su artículo 160° que los precios de nudo de corto plazo deberán ser fijados semestralmente y se reajustarán en las oportunidades que la ley determina;

- 2) Que, el artículo 6° de la Resolución CNE N°641, establece que para cada fijación tarifaria, la Comisión deberá elaborar una previsión de demanda de energía eléctrica, la cual será utilizada en la determinación del precio de nudo de corto plazo;
- 3) Que, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 6° de la Resolución CNE N°641, la Comisión elaboró el "Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2017-2037 Sistemas Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos", de noviembre de 2017, el que se basó en los antecedentes entregados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución, el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, las herramientas de los estudios de demanda encargados por la Comisión y los antecedentes contenidos en el Informe Final de Licitaciones correspondiente al año 2017, aprobado por Resolución CNE N° 250.
- 4) Que, el "Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2017-2037 Sistemas Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos", de noviembre de 2017, referido anteriormente, fue comunicado a las empresas Coordinadas, a través de la carta individualizada en el literal i) de Vistos; y, al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, a través del oficio individualizado en el literal j) de Vistos, a fin de que realizaran sus observaciones al mismo.
- 5) Que, tras la revisión de las observaciones recibidas por la Comisión al "Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2017-2037 Sistemas Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos", de noviembre de 2017, y de conformidad con lo dispuesto en los artículos 6° y 7° de la Resolución CNE N°641, se ha elaborado el "Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos", de diciembre de 2017, el que se basa en los antecedentes entregados por las empresas concesionarias de servicio público de distribución, el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico

Nacional, las herramientas de los estudios de demanda encargados por la Comisión, los antecedentes contenidos en el Informe Final de Licitaciones correspondiente al año 2017, aprobado por Resolución CNE N° 250, y las observaciones de las empresas Coordinadas y del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional;

- 6) Que, en consistencia con los plazos señalados en el artículo 14 y siguientes del Reglamento de Licitaciones, en lo que respecta a la previsión de demanda de los clientes sometidos a regulación de precios, se utilizó los antecedentes contenidos en el Informe Final de Licitaciones correspondiente al año 2017, el que fue aprobado por Resolución CNE N° 250, individualizada en la letra g) de vistos; y,
- 7) Que, en virtud de lo señalado en los considerando anteriores y de lo dispuesto en el artículo 8° de la Ley de Bases de Procedimientos Administrativos, y conforme al mérito del informe ya individualizado precedentemente, la Comisión procederá a aprobarlo según se señala a continuación.

RESUELVO:

Artículo Primero.- Apruébase el siguiente informe denominado "Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos", de diciembre de 2017:



**INFORME DEFINITIVO DE PREVISIÓN DE
DEMANDA
2017-2037**

**SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL y SISTEMAS
MEDIANOS**

**DICIEMBRE 2017
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 2017-2037.

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 SEN. En virtud de lo anterior, el presente informe realiza una previsión de demanda eléctrica del SEN, sin perjuicio de las distinciones entre SIC y SING que pueda realizar y que responden al nivel de desagregación de la información con que se elaboró este informe, la que es de data anterior a la interconexión del SIC y SING que dio lugar al SEN.

Asimismo, se hace presente que la previsión de demanda de los Sistemas Medianos contenida en este informe, es sin perjuicio de aquella que se determine en el marco de los procesos tarifarios de dichos sistemas, de conformidad con las disposiciones que regulan dichos procesos.

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 2017, contenida en el Informe de Licitaciones Definitivo del año 2017, aprobado por Resolución Exenta N°250, de la Comisión Nacional de Energía, de 15 de mayo de 2017.

PREVISIÓN DE DEMANDA [GWh]			
SEN			
Año	Cliente Regulado	Cliente Libre	Sistema (*)
2017	32.646	35.603	68.248
2018	32.207	37.983	70.190
2019	33.007	39.258	72.266
2020	34.076	40.258	74.334
2021	35.413	41.175	76.588
2022	36.903	42.052	78.954
2023	38.407	42.854	81.260
2024	39.950	43.620	83.570
2025	41.247	44.754	86.001
2026	42.152	46.220	88.372
2027	43.155	47.651	90.806
2028	44.152	49.078	93.230
2029	45.192	50.520	95.711
2030	46.228	50.846	97.074
2031	47.466	50.991	98.457
2032	48.675	51.898	100.573

PREVISIÓN DE DEMANDA [GWh]			
SEN			
Año	Cliente Regulado	Cliente Libre	Sistema (*)
2033	49.877	53.271	103.148
2034	51.094	54.747	105.841
2035	52.363	56.365	108.728
2036	53.655	58.041	111.697
2037	54.987	59.765	114.752

(*) 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 [GWh].

De acuerdo a lo observado en la Tabla 1, el consumo eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional aumentaría de 68,2 [TWh] a 114,7 [TWh], lo que equivale a un aumento de un 68,15% en el período 2017-2037, con una tasa promedio anual de 2,63%, donde los clientes regulados presentan un crecimiento promedio de 2,64% y los clientes libres 2,62%.

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.....	6
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 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
4.1.2	Previsión de demanda anual ajustada	32
4.2	Modulación Mensual	34
4.3	Desagregación Espacial	34
5.	PREVISIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES LIBRES	35
5.1	Previsión CNE de demanda de Clientes Libres	43
6.	PREVISIÓN DE DEMANDA TOTAL.....	44
6.1	Previsión total anual por tipo de cliente.....	44
7.	PREVISIÓN DE DEMANDA SISTEMAS MEDIANOS	46
7.1	Antecedentes	46
7.2	Modelación.....	47
7.3	Previsión de Demanda.....	50

ESTUDIO DE PREVISIÓN DE DEMANDA 2017-2037

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 promedio, los procesos de tarificación de la transmisión y de la distribución, el plan de expansión de la transmisión, 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 2017-2037 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 2016 correspondiente al total de clientes regulados del Sistema 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 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 y CNE N°08 de 2017) y del SIC (Carta CNE N°238 de 2013, CNE N°17 de 2015, CNE N°05 de 2016 y CNE N°08 de 2017), los datos de demanda históricos para el período 2006 a 2016, a nivel de subestaciones primarias de distribución son los siguientes:

Cod Dx	Empresa Distribuidora	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	EMELARI	219	222	237	237	254	276	290	299	312	320	330
2	ELIQSA	344	364	384	379	432	466	485	500	507	524	523
3-SING	ELECDA SING	634	664	685	706	749	790	858	908	959	974	991
3-SIC	ELECDA SIC	18	21	21	21	18	19	19	23	24	21	21
4	EMELAT	508	550	561	566	571	618	641	675	702	675	690
6	CHILQUINTA	1.765	1.879	1.861	1.952	2.044	2.160	2.288	2.418	2.526	2.573	2.599
7	CONAFE	1.248	1.443	1.368	1.426	1.509	1.545	1.644	1.739	1.810	1.820	1.878
8	EMELCA	12	13	13	12	14	15	15	15	15	16	17
9	LITORAL	68	71	70	69	71	72	80	85	91	95	102
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
12	EEC	54	59	61	64	68	71	74	79	86	89	92
13	TIL-TIL	11	12	12	11	12	16	15	14	15	14	14
14	EEPA	197	199	201	201	222	227	246	248	267	273	291
15	LUZ ANDES	6	6	7	7	7	8	8	9	9	9	9
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
20	COOPERSOL	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2
21	COOPELAN	58	61	62	64	70	82	84	87	88	94	98
22	FRONTEL	670	710	839	799	815	867	924	970	1.022	1.060	1.060
23	SAESA	1.443	1.712	1.737	1.689	1.735	1.854	1.998	2.116	2.217	2.267	2.241
26	CODINER	48	50	49	48	51	55	60	67	71	76	82
28	EDECSA	43	45	47	41	44	46	47	55	58	58	60
29	CEC	81	87	96	93	103	101	104	113	115	117	121
31	LUZLINARES	51	71	85	86	95	103	107	114	125	129	139
32	LUZPARRAL	42	49	56	56	59	66	69	80	92	97	104
33	COPELEC	99	105	114	115	114	125	130	144	157	169	186
34	COELCHA	31	31	36	38	42	48	52	53	57	59	63
35	SOCOEPA	24	26	27	26	26	28	30	31	33	35	38
36	COOPREL	31	30	31	30	31	33	32	36	38	42	45
39	LUZ OSORNO	109	121	127	116	124	135	134	142	153	168	172
40	CRELL	40	47	55	56	63	71	80	83	85	86	87
	TOTAL(*)	22.653	24.155	24.380	24.727	25.882	27.405	29.174	31.021	32.350	33.206	33.851
	SEN-SING(*)	1.196	1.250	1.306	1.322	1.436	1.534	1.633	1.708	1.779	1.820	1.845
	SEN-SIC(*)	21.456	22.905	23.074	23.405	24.446	25.871	27.540	29.313	30.571	31.386	32.006

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

Tabla 2.1.- Evolución histórica 2006-2016 de la demanda de clientes regulados por Empresa Distribuidoras del SEN a nivel de subestación primaria [GWh].

2.1.2 Proyección de demanda de clientes regulados informada por Empresas Distribuidoras

En consistencia con lo señalado en la Resolución CNE N°641 y en cumplimiento de lo establecido en el inciso final del artículo 131° del D.F.L. N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, de

1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante “Ley, y en el marco de la preparación de antecedentes para la elaboración del Informe de Licitaciones, el cual contiene, entre otros, los aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda de las Empresas Distribuidoras, esta Comisión solicitó mediante carta CNE N°662, de fecha 07 de noviembre de 2016, en adelante “Carta CNE N°662/2016”, 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 2017 a 2037, 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	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	EMELARI	349	361	372	383	396	408	421	435	449	464	480	497	515	534	554	575	598	622	648	675	705
2	ELIQSA	561	571	584	596	609	623	637	652	667	683	700	718	737	757	778	799	823	847	872	899	928
3-SING	ELECDA SING	1.063	1.106	1.147	1.188	1.229	1.271	1.315	1.360	1.407	1.456	1.507	1.561	1.617	1.675	1.736	1.800	1.868	1.938	2.012	2.090	2.171
3-SIC	ELECDA SIC	22	22	22	23	23	23	23	24	24	25	25	25	26	26	26	27	27	27	28	28	29
4	EMELAT	706	724	747	769	792	816	841	868	897	927	960	994	1.031	1.070	1.112	1.156	1.204	1.255	1.309	1.367	1.429
6	CHILQUINTA	2.523	2.573	2.675	2.778	2.885	2.996	3.112	3.231	3.356	3.485	3.619	3.759	3.903	4.054	4.210	4.372	4.540	4.715	4.896	5.085	5.281
7	CONAFE	1.810	1.830	1.882	1.931	1.980	2.032	2.086	2.141	2.200	2.261	2.324	2.391	2.460	2.533	2.610	2.690	2.774	2.863	2.956	3.054	3.156
8	EMELCA	18	19	21	23	25	26	29	31	33	36	39	42	45	49	53	57	62	67	72	78	84
9	LITORAL	109	114	119	126	134	142	151	160	170	181	192	204	217	230	244	259	276	293	311	330	351
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	11.521	10.710	9.654	9.925	10.242	10.580	10.929	11.290	11.663	12.047	12.445	12.856	13.280	13.718	14.171	14.639	15.122	15.621	16.136	16.669	17.219
12	EEC	94	97	101	105	108	111	114	117	120	123	126	129	132	136	139	143	146	150	154	157	161
13	TIL-TIL	15	15	15	15	15	15	16	16	16	16	16	17	17	17	17	17	18	18	18	18	18
14	EEPA	314	316	318	320	321	323	325	327	329	331	333	335	337	339	341	343	345	347	350	352	208
15	LUZ ANDES	9	9	9	10	10	10	10	11	11	12	12	12	13	13	13	14	14	15	15	16	16
18	CGE DISTRIBUCIÓN	9.678	9.926	10.283	10.690	11.122	11.569	12.043	12.553	13.089	13.656	14.261	14.903	15.584	16.309	17.082	17.904	18.782	19.718	20.718	21.787	22.927
20	COOPERSOL	3	3	4	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14	16	18	21	23	26	30	34	34
21	COPELAN	106	112	119	126	134	142	150	159	169	179	190	201	213	226	240	254	269	286	303	321	340
22	FRONTEL	1.080	1.130	1.174	1.220	1.267	1.317	1.368	1.422	1.477	1.535	1.595	1.658	1.723	1.791	1.861	1.934	2.010	2.089	2.172	2.257	2.346
23	SAESA	2.061	2.192	2.291	2.399	2.504	2.617	2.733	2.854	2.983	3.115	3.252	3.394	3.543	3.699	3.862	4.033	4.211	4.398	4.593	4.797	5.001
26	CODINER	98	106	114	123	131	140	149	158	167	177	187	197	207	217	228	238	249	260	272	283	295
28	EDECSA	56	56	59	61	64	66	69	72	74	77	81	84	87	91	94	98	102	106	110	115	119
29	CEC	132	143	153	165	176	190	203	217	232	248	261	279	298	319	340	364	389	415	444	474	507
31	LUZLINARES	145	151	157	165	173	181	190	200	210	221	232	243	256	268	282	296	311	326	343	360	378
32	LUZPARRAL	111	117	122	129	137	145	154	163	173	183	194	205	218	231	244	259	275	291	308	327	346
33	COPELEC	223	245	265	286	309	333	360	388	419	438	458	478	500	522	546	570	596	623	651	680	707
34	COELCHA	42	45	48	50	53	56	58	61	64	66	67	68	68	69	69	70	71	71	72	72	73
35	SOCOEPA	42	44	48	51	54	58	61	64	67	71	74	78	82	86	90	94	99	104	109	115	121
36	COOPREL	48	51	54	58	61	65	70	74	80	85	91	98	105	112	121	130	140	150	162	175	189
39	LUZ OSORNO	176	181	185	190	194	199	204	209	214	220	225	231	236	242	248	255	261	267	274	281	288
40	CRELL	109	122	136	149	164	172	181	190	198	206	214	222	231	239	248	256	265	275	284	294	305
TOTAL		33.224	33.091	32.879	34.058	35.318	36.635	38.009	39.456	40.969	42.534	44.171	45.891	47.695	49.588	51.578	53.669	55.869	58.184	60.622	63.190	65.732
SEN-SING (*)		1.976	2.040	2.107	2.172	2.239	2.308	2.379	2.454	2.532	2.614	2.700	2.789	2.883	2.982	3.086	3.196	3.312	3.434	3.562	3.698	3.838
SEN-SIC (*)		31.248	31.051	30.771	31.886	33.079	34.328	35.630	37.001	38.436	39.920	41.472	43.102	44.811	46.606	48.492	50.473	52.557	54.750	57.059	59.492	61.894

(*) 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°662/2016 [GWh].

2.2 Clientes Libres suministrados por Empresas Distribuidoras

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

A partir de la ya citada solicitud enviada a las Empresas Distribuidoras del SING (Cartas CNE N°239 de 2013, CNE N°15 de 2015 y CNE N°05 de 2016) 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), los datos de demanda históricos de clientes libres suministrados por Empresas Distribuidoras, para el período 2009 a 2016, a nivel de subestaciones primarias de distribución, son los siguientes:

Cod Dx	Empresa Distribuidora	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
2	ELIQSA	55	55	56	39	0	0	0	0
3-SING	ELECDA SING	77	52	15	16	16	4	0	0
4	EMELAT	158	147	154	169	18	2	2	2
6	CHILQUINTA	427	239	274	293	287	239	136	144
7	CONAFE	40	90	71	76	64	74	64	41
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	2.327	2.297	2.360	2.314	2.243	2.055	1.858	1.833
17	EMELECTRIC	20	56	47	66	0	0	0	0
18	CGE DISTRIBUCIÓN	1.118	1.025	1.098	924	860	757	650	392
23	SAESA	21	20	0	0	0	0	0	0
TOTAL(*)		4.241	3.981	4.075	3.896	3.489	3.131	2.710	2.412
SEN-SING (*)		131	107	71	55	16	4	0	0
SEN-SIC (*)		4.109	3.874	4.005	3.841	3.472	3.126	2.710	2.412

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

Tabla 2.3.- Evolución histórica 2009-2016 de la demanda de clientes libres en distribución por Empresa Distribuidora del SEN [GWh].

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 Carta CNE N°285 de 2017, la proyección mensual de demanda de clientes libres suministrados por Empresas Distribuidoras, para el período 2017 a 2038. En el presente informe se muestra únicamente hasta el año 2037 para ser consistentes con el período de análisis de todo el 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 2017-2037, es la que se muestra a continuación:

Cod Dx	Empresa Distribuidora	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
4	EMELAT	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
6	CHILQUINTA	370	329	329	313	162	86	78	78	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	CONAFE	47	17	17	17	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	2.315	2.320	2.141	1.861	1.110	720	541	158	95	91	37	11	12	12	13	13	6	0	0	0	0
18	CGE DISTRIBUCIÓN	289	179	193	193	85	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	FRONTEL	54	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
23	SAESA	98	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
26	CODINER	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4
29	CEC	14	26	28	30	32	34	37	39	42	45	48	52	55	59	63	68	72	77	83	89	95
	TOTAL	3.191	3.069	2.906	2.612	1.593	1.057	854	473	359	334	284	261	265	270	274	279	277	276	281	287	293
	SING (*)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SIC (*)	3.191	3.069	2.906	2.612	1.593	1.057	854	473	359	334	284	261	265	270	274	279	277	276	281	287	293

(*) 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 2017-2037 informada por Empresas Distribuidoras, a nivel de subestación primaria [GWh].

Para las Empresas Distribuidoras del SEN-SING no se considera proyección de demanda de clientes libres en distribución en el horizonte 2017 a 2037, pues los clientes de ELECDA en el SEN-SING terminaron sus contratos el año 2014. 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 Carta CNE N°40, de 30 de enero de 2017, solicitó al Coordinador los retiros históricos de clientes regulados y libres para el período 2000 a 2016.

A partir de la solicitud anteriormente señalada, los datos de demanda históricos, para el período 2000 a 2016, 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

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

Tabla 2.5.- Evolución histórica de retiros informado por el Coordinador, periodo 2000-2016 del SEN [GWh].

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°283, de 06 de junio de 2017, la proyección mensual de consumos de energía y potencia horaria máxima para el periodo 2017-2037 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-SIC y SEN-SING, según cada fuente de información, es la que se muestra a continuación:

Año	SEN-SIC	SEN-SING	SEN (*)
2017	18.613	17.778	36.391
2018	19.208	18.165	37.374
2019	19.971	18.472	38.444
2020	20.988	19.113	40.101
2021	22.343	21.024	43.367
2022	22.920	21.351	44.271
2023	23.620	21.701	45.321
2024	24.321	22.328	46.649
2025	25.011	22.972	47.984
2026	25.648	23.731	49.379
2027	26.210	24.544	50.754
2028	26.814	25.267	52.081
2029	27.379	26.239	53.617
2030	27.922	27.158	55.079
2031	28.474	28.150	56.624
2032	28.988	29.179	58.167
2033	29.502	30.245	59.747
2034	30.028	31.351	61.378
2035	30.536	32.496	63.032
2036	31.372	33.684	65.056
2037	32.220	34.915	67.135

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

Tabla 2.6- Proyección de demanda de clientes libres del SEN en el período 2017-2037 [GWh].

3. PREVISIÓN DE DEMANDA 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 2016. Asimismo, se tuvo en consideración la metodología y conclusiones obtenidas en el estudio realizado por la Comisión en el año 2014, denominado “Análisis de Consumo Eléctrico en el Corto, Mediano y Largo Plazo”¹. En base a esto la Comisión desarrolló modelaciones econométricas en base a modelos ARIMA y de Ajuste Parcial para el SEN, con las que se obtuvo los resultados de la previsión de demanda.

Cabe señalar que se consideró el total de los retiros del SIC y SING para los años 2000-2016. 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 (POB), Producto Interno Bruto (PIB), precio del cobre, variables de consumo anterior o rezagos (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 el SIC, SING, SEN Empresa Distribuidora y Sistema Mediano, en adelante “SSMM”, considera únicamente aquellas variables que resultan significativas, según se detalla en la tablas 3.2, 5.4 y 7.2, 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 menos dos errores estándar, es un intervalo de confianza de 95%, aproximadamente.

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

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 se consideró la información del Instituto Nacional de Estadísticas (INE)², en conjunto con la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)³, específicamente su informe “Proyecciones y estimaciones de Población”, y el informe de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) “Chile: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País”, específicamente su estudio “Estimaciones y proyecciones de población a largo plazo” para las estimaciones de población. En particular, se consideró la información del INE como base, y

²http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/demografia_y_vitales/proyecciones/Informes/MicrosoftWordInforP_T.pdf
http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/demografia_y_vitales/proyecciones2014/poblacion_ur_2002a2020_sexo_edad_si_mple_final.xls

³http://www.cepal.org/sites/default/files/chl_internet_2016

el reporte de la ONU y las revisiones de la CEPAL para actualizar la información base. Además, se realizaron ajustes respecto a la relación entre población y número de clientes históricos para Chile. En cuanto al PIB, para los años 2017 y 2018 se consideraron las proyecciones de crecimiento realizadas por el Banco Central presentadas en su "Informe de Política Monetaria" de marzo de 2017⁴, utilizando el valor promedio del rango. A partir del año 2019, se consideraron las proyecciones del Ministerio de Hacienda en base a los resultados del Comité Consultivo del PIB tendencial⁵. En cuanto a las proyecciones de precios para el cobre, se utilizaron proyecciones de Bloomberg y Concensus Forecast Economics. Los valores utilizados se muestran a continuación:

Año	Tasa Crecimiento PIB	Tasa Crecimiento Población
2017	1,50%	1,00%
2018	2,75%	1,00%
2019	3,10%	0,90%
2020	3,20%	0,90%
2021	3,20%	0,70%
2022	3,30%	0,70%
2023	3,30%	0,70%
2024	3,30%	0,70%
2025	3,30%	0,70%
2026	3,30%	0,70%
2027	3,30%	0,70%
2028	3,30%	0,70%
2029	3,30%	0,70%
2030	3,30%	0,70%
2031	3,30%	0,70%
2032	3,30%	0,70%
2033	3,30%	0,70%
2034	3,30%	0,70%
2035	3,30%	0,70%
2036	3,30%	0,70%
2037	3,30%	0,70%

Tabla 3.1.- Tasas de crecimiento de proyección de variables explicativas, periodo 2017-2037 [%]

El modelo resultante según la metodología descrita es:

Sistema	Alfa (α)	Beta (β)	Gama (γ)	Epsilon (ϵ)	R2	R2 Ajustado
	Constante	PIB	POB	Rezago		
SEN	0,57	0,50	0,37	0,52	0,99	0,99

Tabla 3.2.- Modelo de previsión de demanda sistémicas

⁴

http://www.bcentral.cl/es/DownloadBinaryServlet?nodeId=%2FUCM%2FBCCH_ARCHIVO_171666_ES&propertyId=%2FUCM%2FBCCH_ARCHIVO_171666_ES%2Fprimary&fileName=ipm032017.pdf

⁵ http://www.dipres.gob.cl/594/articles-148870_doc_pdf.pdf

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

Año	SEN
2017	2,90%
2018	2,87%
2019	3,04%
2020	3,17%
2021	3,24%
2022	3,33%
2023	3,37%
2024	3,40%
2025	3,41%
2026	3,42%
2027	3,42%
2028	3,42%
2029	3,42%
2030	3,42%
2031	3,42%
2032	3,42%
2033	3,42%
2034	3,42%
2035	3,42%
2036	3,42%
2037	3,42%

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

Con fecha 26 de enero de 2017, la Comisión, a través del Oficio Ordinario N° 47, 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.

El Ministerio de Energía respondió a la solicitud de la Comisión, a través de su Oficio Ordinario N°212, de fecha 17 de febrero de 2017. Las metodologías, supuestos y resultados fueron enviados mediante una planilla de cálculo y un informe, los que fueron incluidos por parte de la Comisión en los cálculos de previsión de demanda presentados en este informe.

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
2017	0,38%
2018	0,41%
2019	0,49%
2020	0,79%
2021	0,99%
2022	1,22%
2023	1,65%
2024	2,18%
2025	2,65%
2026	3,27%
2027	3,89%
2028	4,59%
2029	5,29%
2030	7,12%
2031	8,92%
2032	10,04%
2033	10,78%
2034	11,48%
2035	12,08%
2036	12,67%
2037	13,25%

Tabla 3.4.- Tasas de Eficiencia Energética SEN proyectadas 2017-2037[%]

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 [%]
2017	68.248	2,51%
2018	70.190	2,85%
2019	72.266	2,96%
2020	74.334	2,86%
2021	76.588	3,03%
2022	78.954	3,09%
2023	81.260	2,92%
2024	83.570	2,84%
2025	86.001	2,91%
2026	88.372	2,76%
2027	90.806	2,75%
2028	93.230	2,67%
2029	95.711	2,66%

Año	Previsión de Demanda [GWh]	Tasas de Crecimiento [%]
2030	97.074	1,42%
2031	98.457	1,43%
2032	100.573	2,15%
2033	103.148	2,56%
2034	105.841	2,61%
2035	108.728	2,73%
2036	111.697	2,73%
2037	114.752	2,74%

Tabla 3.5.- Tasas de Previsión de demanda SEN 2017-2037[%]

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 incluso están sujetas a la eventual resolución de discrepancias por parte del 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 2017, contenida en el Informe de Licitaciones Definitivo del año 2017, y aprobado por la Resolución Exenta N°250, de la Comisión Nacional de Energía, de 15 de mayo de 2017, en adelante "Resolución CNE N°250". 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°662/2016 y a las Cartas CNE N°049 a 056, todas de fecha 09 de febrero de 2017, 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°662/2016, la proyección de demanda se solicitó a nivel de subestaciones primarias, debiendo además referenciarse la energía respectiva a nivel transmisión nacional en forma agregada, es decir, determinando la demanda de energía correspondiente a nivel de transmisión nacional incluyendo las pérdidas tarifarias del decreto de subtransmisión vigente. 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. (CGE Distribución), Empresa Eléctrica de Arica S.A. (Emelari), Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (Eliqsa), Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (Elecda), Empresa Eléctrica Atacama S.A. (Emelat) y Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (Conafe), se basan en un estudio de proyección de demanda contratado a terceros. Este estudio considera la composición de clientes de cada empresa con sus respectivas características históricas de consumo a nivel de barras 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 2017-2037, 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 considerada en el estudio presentado por estas empresas, considera la utilización de modelos econométricos ARIMA⁶ estacionales (p,d,q), siendo las variables consideradas la información histórica 2009-2016, PIB regional, población regional con transformaciones en algunos casos y testeo de variables Dummy⁷ de tendencia en algunos casos.

⁶ Modelo Autoregresivo de Media Móvil.

⁷ Las variables Dummy son variables cualitativas que pueden asumir valores 0 o 1.

La metodología expuesta se realizó por barra de transmisión nacional, realizándose finalmente la agregación para cada empresa en base a la sumatoria de las energías proyectadas.

- Las proyecciones de las empresas Chilquinta Energía S.A. (Chilquinta), Compañía Eléctrica del Litoral S.A. (Litoral), Luz Linares S.A. (LuzLinares), Luz Parral S.A. (LuzParral) y Energía Casablanca S.A. (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 Empresa Distribuidora. Asimismo, considera el traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres y el impacto de la generación eléctrica residencial existente.
- Las proyecciones de las empresas Enel Distribución Chile S.A. (Enel Distribución) y Luz Andes Ltda. (LuzAndes), de los años 2017 y 2018, utilizan un modelo basado en el consumo por tipo de día a partir de la información histórica de los años 2005 a 2016 y el valor del PIB del Banco Central. Por su parte, para el período 2019-2021 se consideran tasas de crecimiento de demanda proyectadas en base a pronósticos econométricos. Para el período 2022 – 2037 se replica la tasa de crecimiento del año 2021. Considera, también, el traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres y el impacto de la generación eléctrica residencial existente.
- Las proyecciones de la Empresa Eléctrica Colina Ltda (Colina) consideran un registro histórico de 10 años, donde se efectuaron distintos procesos estadísticos para lograr un modelo con buen ajuste. Considera, también, el traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres.
- Las proyecciones de las empresas Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel) y Compañía Eléctrica Osorno S.A. (LuzOsorno), utilizan como base un estudio de proyección de demanda para el período 2016-2020 contratado a terceros para determinar el crecimiento global y por subestación primaria, cuyas tasas se explican a partir de modelos econométricos. Para el período 2021-2037 se consideró el crecimiento del año 2020. Considera, también, el traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres y el impacto de la generación eléctrica residencial existente.
- Las proyecciones de la empresa Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Ltda. (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.
- Las proyecciones de la Empresa Eléctrica Puente Alto S.A. (EEPA), se basan en la tasa de crecimiento anual del año 2016 respecto al 2015, y del año 2015 respecto al 2014, 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 sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres.
- Las proyecciones de la empresa Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda. (Coopelan), consideran los consumos históricos de los últimos 6 años, la cual se ve incrementada debido al desarrollo inmobiliario de su zona de concesión. A partir de estas consideraciones, se estima una proyección a tasas decrecientes en los años 2017 a 2019, y constante de 2019 en adelante.
- Las proyecciones de la empresa Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda. (CEC), considera los consumos históricos de los últimos 13 años, la cual se ve incrementada debido a la conexión de nuevas instalaciones de clientes industriales y agrícolas. A partir de estas

consideraciones se estima una proyección con tasas constante a lo largo del horizonte de proyección.

- Las proyecciones de la empresa Cooperativa Eléctrica Paillaco Limitada (Socoepa), considera los consumos históricos de los últimos 5 años: para el período 2017-2021, considera el límite superior del rango histórico; y, para el resto del horizonte, considera el límite inferior. Asimismo, considera el impacto de la generación eléctrica residencial existente.
- Las proyecciones de la empresa Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda. (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 eléctrica residencial existente.
- Las proyecciones de la empresa Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda. (Cooprel), se basa en la tasa histórica de crecimiento del año 2010-2016, la cual se ve incrementada para compensar el déficit del año 2016 y futuras conexiones con factibilidades ya solicitadas. A partir de estas consideraciones se estima una proyección a tasa fija de crecimiento tendencial.
- Las proyecciones de la empresa Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía (Coelcha) considera una tasa de crecimiento histórico desde el 2014, la cual se redondea para ser considerada como tasa de crecimiento para el período 2017-2026. Para el siguiente período 2027-2037 se proyecta una tasa de crecimiento fija del 1%. Considera, también, el traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres y viceversa.
- Las proyecciones de la empresa Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda. (Crell), se basaron en las tasas de crecimiento históricas de los últimos 12 años, en que el primer año de proyección presenta una tasa mayor de crecimiento debido a nuevos proyectos, factibilidades de suministrar clientes industriales y al actual desarrollo inmobiliario en dicha zona. Se obtuvieron tasas decrecientes para el horizonte de proyección. Considera el impacto de la generación eléctrica residencial existente.
- Las proyecciones de la Empresa Eléctrica Municipal de Til Til (Til-Til), se basaron en las tasas de crecimiento históricas de las subestaciones primarias de los últimos 8 años, en que se consideró la tasa de crecimiento promedio de una selección de datos, que a criterio de la empresa, son los representativos de su comportamiento.
- Las proyecciones de la empresa Cooperativa de abastecimiento de energía eléctrica Socoroma Ltda. (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.

Las Empresas Distribuidoras no indicadas en los puntos anteriores, no incluyeron una descripción metodológica en conjunto con sus proyecciones de demanda. Los antecedentes se encuentran disponibles en el sitio web <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/licitacion-2017/>.

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 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*”⁸, 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 Distribuidoras se encuentra el grupo CGE (CGE Distribución, Emelari, Eliqsa, Elecda, Emelat y Conafe). 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, esto 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 Distribuidoras se encuentra el grupo Chilquinta (Chilquinta, Edecsa, Litoral, LuzLinares y LuzParral), el grupo Saesa (Saesa, LuzOsorno y Frontel), Enel Distribución y LuzAndes. 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 Distribuidoras 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 la Empresa Distribuidora 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 del SEN-SING y las distribuidoras que operan en ese sistema.

Los modelos resultantes según las metodologías descritas son:

⁸ 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>

Cod Dx	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;7.2)		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	-11,02 (1.96;-5.6)	1,43 (0.13;11.3)			127.5 (0.00)	0,93	0,93
13	TIL-TIL	-5,64 (3.08;-1.8)	0,98 (0.20;4.9)			24.17 (0.00)	0,79	0,77
14	EEPA	-5,12 (1.79;-2.9)	1,13 (0.12;9.8)			95.25 (0.00)	0,92	0,91
15	LUZ ANDES	Modelo Presentado por la Empresa						
18	CGE DISTRIBUCIÓN	Modelo Presentado por la Empresa						
20	COOPERSOL	Modelo no Econométrico						
21	COPELAN	-17,51 (2.2;-8.0)	2,11 (0.2;13.1)			173.4 (0.00)	0,95	0,94
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	-1,17 (1.12; -1.1)		0,99 (0.09;11.3)		127.9 (0.00)	0,94	0,93
31	LUZLINARES	Modelo Presentado por la Empresa						
32	LUZPARRAL	Modelo Presentado por la Empresa						
33	COPELEC	-13,20 (2.33;-5.7)		1,45 (0.27;5.3)	0,48 (0.12;4.1)	499.3 (0.00)	0,99	0,99
34	COELCHA	-26,70 (4.88;-5.4)		2,81 (0.37;7.7)		58.69 (0.00)	0,87	0,85
35	SOCOEPA	-9,77 (3.7; -2.63)		1,55 (0.29;5.4)		28.90 (0.00)	0,77	0,74
36	COOPREL	-5,03 (1.85;-2.7)		0,59 (0.27;2.2)	0,75 (0.25;2.9)	45.94 (0.00)	0,93	0,91
39	LUZ OSORNO	Modelo Presentado por la Empresa						
40	CRELL	-5,67 (2.39; -2.3)	0,88 (0.27;3.3)		0,53 (0.09;5.6)	295.68 (0.00)	0,99	0,98
	SIC	-2,39 (1.11;-2.2)	0,54 (0.17;3.2)		0,63 (0.12;5.3)	321.85 (0.00)	0,99	0,98
	SING	-12,20 (1.47;-8.3)		1,70 (0.1;17.9)		322.09 (0.00)	0,98	0,97

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	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	EMELARI	6,0%	3,9%	3,7%	3,5%	3,6%	3,6%	3,5%	3,6%	3,6%	3,7%	3,7%	3,8%	3,8%	3,9%	3,9%	4,0%	4,1%	4,1%	4,2%	4,3%	4,4%
2	ELIQSA	7,6%	2,2%	2,8%	2,5%	2,7%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,8%	2,8%	2,8%	2,9%	2,9%	3,0%	3,0%	3,0%	3,1%	3,1%	3,2%
3-SING	ELECDA SING	8,2%	4,7%	4,2%	4,0%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
3-SIC	ELECDA SIC	2,5%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%
4	EMELAT	4,4%	3,2%	3,7%	3,4%	3,4%	3,4%	3,5%	3,5%	3,6%	3,7%	3,7%	3,8%	3,9%	4,0%	4,0%	4,1%	4,2%	4,3%	4,4%	4,5%	4,5%
6	CHILQUINTA	4,1%	3,5%	3,6%	3,5%	3,6%	4,1%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%
7	CONAFE	0,7%	3,0%	3,2%	3,1%	2,9%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	3,3%	3,3%	3,3%
8	EMELCA	3,9%	3,4%	3,3%	3,3%	3,0%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
9	LITORAL	6,6%	4,5%	4,8%	5,8%	6,1%	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%	2,9%
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	0,8%	2,1%	2,9%	2,1%	2,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
12	EEC	3,1%	3,0%	3,8%	3,6%	3,5%	2,7%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
13	TIL-TIL	2,9%	2,7%	3,0%	3,1%	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%
14	EEPA	2,8%	3,1%	3,5%	3,6%	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
15	LUZ ANDES	4,7%	4,3%	4,3%	4,3%	4,1%	4,9%	4,9%	4,9%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%
18	CGE DISTRIBUCIÓN	3,5%	4,3%	4,1%	4,3%	4,4%	4,3%	4,4%	4,5%	4,5%	4,5%	4,6%	4,7%	4,7%	4,8%	4,8%	4,9%	4,9%	5,0%	5,0%	5,1%	5,2%
20	COOPERSOL	4,5%	4,5%	4,4%	4,3%	4,0%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%
21	COPELAN	3,2%	5,9%	6,6%	6,9%	6,9%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%	7,1%
22	FRONTEL	10,1%	5,6%	3,6%	3,6%	3,6%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%
23	SAESA	1,4%	8,1%	4,0%	4,2%	3,9%	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%
26	CODINER	6,2%	6,8%	6,4%	6,0%	5,6%	5,3%	5,1%	4,8%	4,6%	4,4%	4,2%	4,0%	3,9%	3,7%	3,6%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%
28	EDECSA	3,6%	2,9%	3,7%	3,6%	3,6%	6,1%	6,4%	6,6%	6,7%	6,8%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%
29	CEC	3,6%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
31	LUZLINARES	4,1%	4,0%	4,2%	4,8%	4,9%	5,2%	5,2%	5,1%	5,1%	5,0%	5,0%	4,9%	4,9%	4,8%	4,8%	4,7%	4,7%	4,6%	4,6%	4,6%	4,5%
32	LUZPARRAL	6,8%	4,8%	5,0%	5,7%	5,9%	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%	5,5%	5,5%	5,5%
33	COPELEC	6,9%	6,9%	6,8%	6,6%	6,3%	5,7%	5,4%	5,3%	5,1%	5,1%	5,0%	4,9%	4,9%	4,8%	4,8%	4,8%	4,7%	4,7%	4,6%	4,6%	4,5%
34	COELCHA	8,4%	8,5%	8,3%	8,1%	7,5%	6,5%	6,4%	6,4%	6,3%	6,2%	6,2%	6,1%	6,1%	6,0%	5,9%	5,9%	5,8%	5,8%	5,7%	5,7%	5,6%
35	SOCOEP	3,1%	3,8%	3,7%	3,6%	3,4%	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%	2,3%	2,3%	2,3%
36	COOPREL	4,7%	4,3%	5,1%	5,7%	4,9%	4,7%	4,7%	4,6%	4,5%	4,4%	4,4%	4,3%	4,3%	4,2%	4,2%	4,1%	4,1%	4,0%	4,0%	4,0%	3,9%
39	LUZ OSORNO	1,5%	3,3%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%
40	CRELL	3,9%	4,1%	4,7%	4,8%	3,6%	3,7%	3,7%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%

Tabla 4.2- Tasas de crecimiento de previsión de demanda por Empresa Distribuidora, período 2017-2037 [%].

Por su parte, para el SEN las tasas resultantes de la modelación son:

Sistema /Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
SEN	1,75%	1,66%	1,84%	1,88%	1,87%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%

Tabla 4.3- Tasas de crecimiento de previsión de demanda SEN, período 2017-2037 [%].

Para las tasas de largo plazo de todas las Empresas Distribuidoras (a partir del año 2026)⁹, se realizó un promedio entre las tasas sistémicas, por ser más agregadas, y la de cada Empresa Distribuidora. Asimismo, se aplicó un período de transición desde el 2024 al 2026 con el fin de suavizar el traspaso de metodología. El criterio aplicado es el siguiente:

$$\text{Tasa 2017-2024} = \text{Tasa Distribuidora}_{2017-2024} * 1 + \text{Tasa Sistémica}_{2017-2024} * 0$$

$$\text{Tasa 2025} = \text{Tasa Distribuidora}_{2025} * 0,75 + \text{Tasa Sistémica}_{2025} * 0,25$$

$$\text{Tasa 2026-2037} = \text{Tasa Distribuidora}_{2026-2037} * 0,5 + \text{Tasa Sistémica}_{2026-2037} * 0,5$$

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

Cod Dx	Empresa Dx/Año	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	EMELARI	6,0%	3,9%	3,7%	3,5%	3,6%	3,6%	3,5%	3,6%	3,2%	2,8%	2,8%	2,8%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	3,0%	3,0%	3,1%	3,1%	3,1%
2	ELIQSA	7,6%	2,2%	2,8%	2,5%	2,7%	2,6%	2,7%	2,7%	2,5%	2,3%	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
3-SING	ELECDA SING	8,2%	4,7%	4,2%	4,0%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,3%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
3-SIC	ELECDA SIC	2,5%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
4	EMELAT	4,4%	3,2%	3,7%	3,4%	3,4%	3,4%	3,5%	3,5%	3,2%	2,8%	2,8%	2,9%	2,9%	2,9%	3,0%	3,0%	3,1%	3,1%	3,1%	3,2%	3,2%
6	CHILQUINTA	4,1%	3,5%	3,6%	3,5%	3,6%	4,1%	4,0%	4,0%	3,5%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
7	CONAFE	0,7%	3,0%	3,2%	3,1%	2,9%	3,0%	3,0%	3,0%	2,7%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%
8	EMELCA	3,9%	3,4%	3,3%	3,3%	3,0%	2,5%	2,5%	2,4%	2,3%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,0%	2,0%
9	LITORAL	6,6%	4,5%	4,8%	5,8%	6,1%	3,3%	3,3%	3,3%	2,9%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	0,8%	2,1%	2,9%	2,1%	2,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,1%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
12	EEC	3,1%	3,0%	3,8%	3,6%	3,5%	2,7%	2,5%	2,5%	2,4%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
13	TIL-TIL	2,9%	2,7%	3,0%	3,1%	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	2,9%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%
14	EEPA	2,8%	3,1%	3,5%	3,6%	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,3%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
15	LUZ ANDES	4,7%	4,3%	4,3%	4,3%	4,1%	4,9%	4,9%	4,9%	4,1%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%
18	CGE DISTRIBUCIÓN	3,5%	4,3%	4,1%	4,3%	4,4%	4,3%	4,4%	4,5%	3,9%	3,2%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,5%	3,5%	3,5%
20	COOPERSOL	4,5%	4,5%	4,4%	4,3%	4,0%	3,9%	3,9%	3,8%	3,3%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%
21	COPELAN	3,2%	5,9%	6,6%	6,9%	6,9%	7,1%	7,1%	7,1%	5,8%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
22	FRONTEL	10,1%	5,6%	3,6%	3,6%	3,6%	4,1%	4,1%	4,1%	3,6%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
23	SAESA	1,4%	8,1%	4,0%	4,2%	3,9%	4,5%	4,5%	4,5%	3,9%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%
26	CODINER	6,2%	6,8%	6,4%	6,0%	5,6%	5,3%	5,1%	4,8%	3,9%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	2,6%	2,6%	2,5%	2,5%	2,4%
28	EDECSA	3,6%	2,9%	3,7%	3,6%	3,6%	6,1%	6,4%	6,6%	5,5%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%
29	CEC	3,6%	3,7%	3,6%	3,5%	3,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%
31	LUZLINARES	4,1%	4,0%	4,2%	4,8%	4,9%	5,2%	5,2%	5,1%	4,3%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%

⁹ Se considera este año dada la cantidad de años disponibles de historia.

Cod Dx	Empresa Dx/Año	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
32	LUZPARRAL	6,8%	4,8%	5,0%	5,7%	5,9%	6,3%	6,2%	6,2%	5,1%	4,0%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%
33	COPELEC	6,9%	6,9%	6,8%	6,6%	6,3%	5,7%	5,4%	5,3%	4,3%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,2%	3,2%
34	COELCHA	8,4%	8,5%	8,3%	8,1%	7,5%	6,5%	6,4%	6,4%	5,2%	4,1%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%
35	SOCOPEA	3,1%	3,8%	3,7%	3,6%	3,4%	2,7%	2,6%	2,6%	2,4%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%
36	COOPREL	4,7%	4,3%	5,1%	5,7%	4,9%	4,7%	4,7%	4,6%	3,9%	3,2%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%	2,9%
39	LUZ OSORNO	1,5%	3,3%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	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%
40	CRELL	3,9%	4,1%	4,7%	4,8%	3,6%	3,7%	3,7%	3,8%	3,3%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%

Tabla 4.4- Tasas de crecimiento de previsión de demanda por Empresa Distribuidora ajustada 2017-2037 [%].

4.1.2.2 Eficiencia Energética

En la respuesta al Oficio Ordinario N° 47, enviado por la Comisión al Ministerio de Energía y descrito en el numeral 3 del presente informe, se incluían proyecciones de Eficiencia Energética diferenciadas para distintos sectores, los que fueron utilizados en la elaboración de los cálculos del presente informe según fuese requerido. En particular, para los clientes regulados se utilizó el sector industrial y residencial.

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 utilizados en los cálculos, los que corresponden al porcentaje de ahorro respecto a la demanda proyectada sin eficiencia energética.

Año	Tasa Eficiencia Energética sector industrial	Tasa Eficiencia Energética sector residencial
2017	0,00%	1,75%
2018	0,00%	1,73%
2019	0,05%	1,92%
2020	0,09%	2,17%
2021	0,13%	2,03%
2022	0,35%	2,10%
2023	0,64%	2,32%
2024	0,93%	2,63%
2025	1,66%	3,07%
2026	2,45%	4,07%
2027	2,96%	4,92%
2028	3,57%	5,82%
2029	4,17%	6,66%
2030	4,94%	7,52%
2031	5,68%	7,95%
2032	6,39%	8,53%
2033	7,09%	9,20%
2034	7,76%	9,92%
2035	8,28%	10,62%
2036	8,78%	11,35%
2037	9,28%	12,06%

Tabla 4.5.- Tasas de Eficiencia Energética proyectadas 2017-2037[%]

4.1.2.3 Traspaso de clientes no sometidos a regulación de precios

En base a la información entregada por las Empresas Distribuidoras, la Comisión realizó un análisis respecto del traspaso esperado de clientes libres a un régimen de clientes regulados. En particular, Coelcha fue la única Empresa Distribuidora que presentó estimaciones para este punto, y que

corresponden a clientes que inicialmente se traspasaron a clientes libres y que luego de la duración mínima de contrato de 4 años, volverían al régimen de cliente regulado. En consistencia con los criterios utilizados en el punto 4.1.2.4, se ha determinado mantenerlos como clientes libres por todo el horizonte de proyección. En consecuencia, en el presente informe no se proyectan traspasos de clientes libres al régimen de clientes regulados.

4.1.2.4 Traspaso de clientes sometidos a regulación de precios

En relación al traspaso de clientes que tienen posibilidad de optar a tarifa libre o 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 2017-2023, considerando como referencia de comparación 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.

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 consideraron dos posibles alternativas. La primera consiste en estimar los precios de oferta por concepto de energía sobre la base de los precios de los contratos de suministro firmados por clientes libres durante el segundo semestre del año 2016, de acuerdo a lo informado como respuesta a las Cartas CNE N°05, de fecha 4 de enero de 2017, y CNE N°24, de fecha 19 de enero de 2017, dirigidas a Empresas Generadoras y Distribuidoras, respectivamente, considerando que tales recientes suscripciones podrían reflejar las condiciones de precios a los que actualmente están accediendo los clientes libres. La segunda alternativa consiste en considerar la proyección de los precios de energía ofertados al año 2021 por las Empresas Generadoras en la Licitación 2015/01, analizando lo ofertado por aquellas Empresas Generación que contarían con energía disponible en el horizonte señalado, en función de su capacidad de generación contratada, sus contratos de suministro vigente y la proyección de demanda elaborada por esta Comisión.

De esta manera, con los antecedentes y supuestos señalados, se realizó un análisis para las Empresas Distribuidoras con mayor cantidad de clientes con posibilidad de traspaso de tarifa regulada a libre, esto es, Chilquinta, Enel Distribución y CGE Distribución, tomando como precio referencial la tarifa AT 4.3 estimada para cada una de ellas durante el periodo 2017-2023 y contrastando este valor con los precios indicados en el párrafo anterior, registrando la diferencia de cada precio con respecto al valor de referencia para cada año del horizonte señalado.

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 comparación a continuar bajo la modalidad de cliente regulado para el horizonte estudiado, con diferencias porcentuales de tarifa estimada entre el 10% y 30% inferiores a las de clientes regulados. Lo anterior, considerando los potenciales precios ofertados y la tarifa regulada por concepto de energía para todos los casos.

Asimismo, y como se señaló anteriormente, 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, niveles adecuados de contratación asociados a cada una de ellas, 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 regulados que actualmente tienen opción de cambiar al régimen de tarifa libre.

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 única variable de decisión para un cliente. En efecto, 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 su perfil de demanda, su localización, características contractuales, costos de transacción, evaluación de riesgos, entre otros.

En consideración a lo expuesto, y tomando como base todos los traspasos que ya se realizaron o aquellos por los que ya se hizo la solicitud de traspaso respectiva, la Comisión determinó una tasa de traspaso de clientes.

A continuación, se presenta la proyección de traspaso desde clientes actualmente sometidos a regulación de precios al régimen de clientes libres, para las distintas Empresas Distribuidoras a lo largo del período 2017-2037. Los valores presentados corresponden a traspasos acumulativos totales para cada año, partiendo desde los traspasos a concretarse el año 2017, e incluyen ajustes por eficiencia energética.

Cod Dx	Empresa Dx	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
3-SING	ELECDA SING	5	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9
4	EMELAT	13	16	17	17	17	17	17	17	17	17	17	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15
6	CHILQUINTA	182	245	260	264	265	265	264	263	261	259	258	256	255	253	251	249	247	245	244	242	241
7	CONAFE	76	115	124	127	127	127	127	126	126	125	124	123	122	121	120	120	119	118	117	116	116
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	532	1.816	2.136	2.216	2.235	2.235	2.230	2.223	2.207	2.189	2.178	2.164	2.151	2.133	2.117	2.101	2.085	2.070	2.058	2.047	2.036
12	EEC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	EEPA	86	97	99	100	100	100	99	99	98	98	97	96	96	95	94	94	93	92	92	91	91
18	CGE DISTRIBUCIÓN	479	682	732	744	747	746	744	742	737	731	727	723	718	712	707	701	696	691	687	683	680
22	FRONTEL	87	107	112	113	113	113	113	113	112	111	110	110	109	108	107	106	106	105	104	104	103
23	SAESA	211	285	303	308	309	308	307	306	304	302	300	298	296	294	292	290	287	285	284	282	281
28	EDECSA	6	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7
34	COELCHA	22	22	22	22	22	22	21	21	21	21	21	21	21	21	20	20	20	20	20	20	20
	TOTAL ANUAL	1.700	1.700	423	104	25	-2	-10	-11	-29	-31	-20	-24	-24	-31	-29	-28	-28	-27	-21	-20	-20
	TOTAL ACUMULADO	1.700	3.401	3.824	3.929	3.954	3.952	3.942	3.931	3.902	3.871	3.850	3.826	3.802	3.772	3.743	3.714	3.686	3.660	3.639	3.619	3.600

**Tabla 4.6.- Proyección de demanda a traspasarse de clientes regulados a libre CNE, a nivel de Subestación Primaria.
[GWh]**

4.1.2.5 Generación Eléctrica Residencial

Dado que no existen suficientes antecedentes de proyecciones de generación eléctrica residencial, para el presente informe se consideró lo informado por las Empresas Distribuidoras, los que corresponden a datos reales según sus informes. Las proyecciones, como se mencionó, corresponden a modelos presentados por las Empresas Distribuidoras y se basan en la información con la que disponían a marzo de 2017, no contemplando información histórica relevante para la construcción de las tasas.

Cod Dx	Empresa Dx	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
3-SING	ELECDA SING	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
4	EMELAT	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
6	CHILQUINTA	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13

Cod Dx	Empresa Dx	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
7	CONAFE	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
9	LITORAL	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
18	CGE DISTRIBUCIÓN	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
22	FRONTEL	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
23	SAESA	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
31	LUZLINARES	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
33	COPELEC	0,10	0,11	0,15	0,17	0,19	0,20	0,21	0,22	0,22	0,22	0,23	0,23	0,25	0,27	0,28	0,29	0,31	0,33	0,34	0,37	0,40
35	SOCOPEA	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
40	CRELL	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	TOTAL	1,87	1,88	1,92	1,94	1,96	1,97	1,98	1,99	1,99	1,99	2,00	2,00	2,02	2,04	2,05	2,06	2,08	2,10	2,11	2,14	2,18

Tabla 4.7.- Proyección de generación residencial, a nivel Subestación Priamria. [GWh]

4.1.2 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 2017 a 2037, son las que se presentan a continuación:

Cod Dx	Empresa Dx	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	EMELARI	345	358	370	383	397	411	424	438	450	458	467	476	486	495	507	519	530	542	554	567	580
2	ELIQSA	554	567	582	595	612	627	642	657	670	679	689	699	710	720	734	747	760	772	786	800	814
3-SING	ELECDA SING	1.050	1.096	1.140	1.183	1.231	1.278	1.324	1.370	1.409	1.435	1.464	1.492	1.522	1.551	1.588	1.623	1.658	1.693	1.729	1.766	1.803
3-SIC	ELECDA SIC	21	22	22	23	23	23	24	24	24	25	25	25	25	25	26	26	26	27	27	27	27
4	EMELAT	699	718	743	768	795	822	849	877	901	917	936	955	975	995	1.020	1.044	1.069	1.094	1.120	1.148	1.177
6	CHILQUINTA	2.485	2.517	2.597	2.689	2.796	2.918	3.039	3.161	3.264	3.334	3.410	3.485	3.563	3.639	3.732	3.821	3.909	3.996	4.085	4.175	4.266
7	CONAFE	1.787	1.804	1.853	1.907	1.967	2.028	2.088	2.146	2.198	2.232	2.271	2.310	2.350	2.390	2.441	2.490	2.538	2.586	2.636	2.686	2.738
8	EMELCA	17	18	18	19	19	20	20	21	21	21	21	22	22	22	23	23	23	24	24	24	24
9	LITORAL	107	112	117	123	131	135	140	144	147	149	152	154	157	159	162	165	168	171	174	176	179
10	ENEL DISTRIBUCIÓN	11.380	10.342	10.358	10.523	10.827	11.262	11.699	12.142	12.518	12.786	13.082	13.373	13.676	13.974	14.329	14.672	15.010	15.350	15.702	16.057	16.420
12	EEC	93	96	99	102	106	109	111	114	116	117	119	120	122	124	126	128	130	131	133	135	137
13	TIL-TIL	15	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	19	20	20	21	21	22	22	22	23	23
14	EEPA	210	209	217	228	240	252	265	277	288	296	305	314	323	332	342	352	362	372	382	393	404
15	LUZ ANDES	10	10	11	11	11	12	13	13	14	14	14	15	15	15	16	16	17	17	17	18	18
18	CGE DISTRIBUCIÓN	9.558	9.793	10.157	10.594	11.104	11.607	12.122	12.663	13.115	13.428	13.775	14.124	14.491	14.862	15.307	15.745	16.187	16.638	17.111	17.598	18.104
20	COOPERSOL	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
21	COPELAN	99	105	112	119	128	137	146	156	164	170	176	182	189	195	203	211	219	227	235	244	253
22	FRONTEL	1.065	1.110	1.147	1.188	1.236	1.290	1.344	1.399	1.445	1.478	1.513	1.549	1.585	1.621	1.664	1.706	1.748	1.790	1.833	1.877	1.922
23	SAESA	2.043	2.153	2.230	2.329	2.432	2.552	2.673	2.799	2.901	2.977	3.060	3.143	3.229	3.313	3.407	3.501	3.596	3.692	3.794	3.898	4.005
26	CODINER	86	92	98	103	109	115	120	126	130	133	136	139	142	144	147	150	153	156	159	161	164
28	EDECSA	55	55	57	59	62	66	71	75	80	83	86	89	93	96	101	105	109	113	118	122	127
29	CEC	125	129	134	138	143	146	149	151	154	155	157	159	161	163	165	167	170	172	174	176	178
31	LUZLINARES	143	149	155	162	170	179	187	196	204	209	214	219	225	230	237	243	249	256	262	268	275
32	LUZPARRAL	110	115	120	127	135	143	151	160	168	172	178	183	189	194	201	207	213	219	226	232	239
33	COPELEC	196	209	223	237	252	267	280	294	306	313	321	329	337	345	355	365	374	383	393	402	412
34	COELCHA	47	52	58	65	71	77	83	90	95	99	103	107	111	116	120	125	129	134	139	144	149
35	SOCOEPA	38	40	41	42	44	45	46	47	48	49	49	50	51	51	52	53	54	54	55	56	56
36	COOPREL	47	49	51	54	57	59	62	65	67	68	70	71	73	74	76	78	80	82	83	85	87
39	LUZ OSORNO	172	178	182	186	191	196	201	205	209	212	215	218	221	224	227	231	234	238	241	245	249
40	CRELL	89	92	97	101	105	109	112	116	119	122	124	126	129	131	134	137	140	143	146	149	152
	TOTAL (*)	32.646	32.207	33.007	34.076	35.413	36.903	38.407	39.950	41.247	42.152	43.155	44.152	45.192	46.228	47.466	48.675	49.877	51.094	52.363	53.655	54.987

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

Tabla 4.8.- Previsión ajustada de demanda de clientes regulados de Empresas Distribuidoras del SEN en el período 2017-2037 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 las Cartas CNE N°662/2016 y a las Cartas CNE N°049 a 056, inclusive, todas de fecha 09 de febrero de 2017.

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 respetando las cantidades informadas por las propias Empresas Distribuidoras en sus respuestas a la Carta CNE N°662/2016, las Cartas CNE N°049 a 056, inclusive, todas de fecha 09 de febrero de 2017 y los posteriores ajustes resultantes de las respuestas a las Cartas CNE N°449 a N°456, inclusive, todas de fecha 10 de octubre de 2017.

5. PREVISIÓN DE DEMANDA DE CLIENTES LIBRES

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

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

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

Año	SEN		
	TOTAL	Clientes Regulados	Clientes Libres
2017	68.248	32.646	35.603
2018	70.190	32.207	37.983
2019	72.266	33.007	39.258
2020	74.334	34.076	40.258
2021	76.588	35.413	41.175
2022	78.954	36.903	42.052
2023	81.260	38.407	42.854
2024	83.570	39.950	43.620
2025	86.001	41.247	44.754
2026	88.372	42.152	46.220
2027	90.806	43.155	47.651
2028	93.230	44.152	49.078
2029	95.711	45.192	50.520
2030	97.074	46.228	50.846
2031	98.457	47.466	50.991
2032	100.573	48.675	51.898
2033	103.148	49.877	53.271
2034	105.841	51.094	54.747
2035	108.728	52.363	56.365
2036	111.697	53.655	58.041
2037	114.752	54.932	59.820

Tabla 5.1.- Previsión demanda de clientes libres del SEN en el período 2017-2037 [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 2000-2016. A continuación, se presentan los datos informados por el Coordinador en respuesta a la Carta CNE N°40, de 30 de enero de 2017, donde se presentan 5 sectores económicos: Comercial, Público y Residencial; Energético; Industrial; Minero; y, Transporte.

Año	SEN					Total Clientes Libres
	Comercial, Público, Residencial (CPR)	Energético	Industrial	Minero	Transporte	
2000	0	35	4.821	12.359	162	17.376
2001	0	7	4.452	12.935	178	17.573
2002	0	23	4.122	13.828	175	18.148
2003	0	27	4.121	15.297	196	19.641
2004	0	15	4.043	16.541	152	20.752
2005	0	9	4.315	16.591	63	20.978
2006	8	12	4.670	17.263	64	22.017
2007	26	14	4.939	18.151	58	23.188
2008	24	4	4.948	18.680	49	23.706
2009	23	17	4.424	19.321	48	23.833
2010	23	112	7.122	20.162	441	27.860
2011	42	182	8.104	21.258	461	30.046
2012	78	180	7.981	22.709	462	31.408
2013	90	174	7.363	23.315	487	31.429
2014	81	174	7.060	24.077	484	31.878
2015	65	177	6.854	25.031	494	32.623
2016	71	217	6.528	25.448	482	32.746

Tabla 5.2.- Retiros históricos de clientes libres desagregados por sector económico del SEN en el período 2000-2016 [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]
2017	1,50%	1,00%	6,00%
2018	2,75%	1,00%	6,00%
2019	3,10%	0,90%	4,00%
2020	3,20%	0,90%	4,00%
2021	3,20%	0,70%	4,00%
2022	3,30%	0,70%	4,00%
2023	3,30%	0,70%	4,00%
2024	3,30%	0,70%	4,00%
2025	3,30%	0,70%	4,00%
2026	3,30%	0,70%	3,00%
2027	3,30%	0,70%	3,00%
2028	3,30%	0,70%	3,00%
2029	3,30%	0,70%	3,00%
2030	3,30%	0,70%	3,00%
2031	3,30%	0,70%	3,00%
2032	3,30%	0,70%	3,00%
2033	3,30%	0,70%	3,00%
2034	3,30%	0,70%	3,00%
2035	3,30%	0,70%	3,00%
2036	3,30%	0,70%	3,00%
2037	3,30%	0,70%	2,00%

Tabla 5.3.- Tasas de crecimiento de proyección de variables explicativas, período 2017-2037 [%].

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.

El modelo de proyección utilizado se describe a continuación. Cabe mencionar que este es un modelo genérico dado que SIC, SING, SEN, Empresa Distribuidora y SSMM considera únicamente aquellas variables que resultan significativas, según se detalla en la tablas 3.2, 5.4 y 7.2, 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 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.

Los modelos resultantes según las metodologías descritas 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.

Año	SEN					Total Clientes Libres
	Comercial, Público, Residencial (CPR)	Energético	Industrial	Minero	Transporte	
2017	2,8%	2,3%	6,5%	1,8%	1,5%	2,7%
2018	3,7%	1,3%	2,7%	1,7%	12,9%	2,1%
2019	3,6%	1,4%	3,4%	4,2%	18,8%	4,3%
2020	3,4%	1,4%	3,6%	4,5%	1,5%	4,2%
2021	3,5%	1,4%	3,8%	4,5%	1,5%	4,3%
2022	3,9%	1,4%	4,1%	4,6%	1,5%	4,4%
2023	3,9%	1,4%	4,1%	4,6%	1,5%	4,4%
2024	3,9%	1,4%	4,1%	4,6%	1,5%	4,5%
2025	3,4%	1,4%	4,1%	4,6%	1,5%	4,5%
2026	2,9%	1,4%	4,2%	4,6%	1,5%	4,5%
2027	2,9%	1,4%	4,2%	4,6%	1,5%	4,5%
2028	3,0%	1,3%	4,2%	4,7%	1,5%	4,5%
2029	3,0%	1,3%	4,2%	4,7%	1,5%	4,5%
2030	3,0%	1,3%	4,2%	4,7%	1,5%	4,5%
2031	3,0%	1,3%	4,3%	4,7%	1,5%	4,5%
2032	3,0%	1,3%	4,3%	4,7%	1,5%	4,5%

Año	SEN					Total Clientes Libres
	Comercial, Público, Residencial (CPR)	Energético	Industrial	Minero	Transporte	
2033	3,0%	1,3%	4,3%	4,7%	1,5%	4,5%
2034	3,0%	1,2%	4,3%	4,7%	1,5%	4,6%
2035	3,0%	1,2%	4,3%	4,7%	1,5%	4,6%
2036	3,0%	1,2%	4,3%	4,7%	1,5%	4,6%
2037	3,0%	1,2%	4,4%	4,7%	1,5%	4,6%

Tabla 5.5.- Tasas de crecimiento por sector económico 2017-2037 sin eficiencia energética [%]

Adicionalmente, a los resultados obtenidos se les incorpora la Eficiencia Energética específica de cada sector económico en base a las proyecciones enviadas por el Ministerio de Energía, a través de su Oficio Ordinario N°212, de fecha 17 de febrero de 2017, como respuesta a la solicitud de la Comisión, contenida en el Oficio Ordinario N°47, de 26 de enero de 2017. Los valores considerados se detallan a continuación, los que corresponden al porcentaje de ahorro respecto a la demanda proyectada sin eficiencia energética, y las tasas definitivas se muestran en las siguientes dos tablas:

Año	SEN				
	Comercial, Público, Residencial (CPR)	Energético	Industrial	Minero	Transporte
	Comercial	Industria	Industria	Minería	Transporte
2017	0%	0%	0%	0%	0%
2018	0%	0%	0%	0%	0%
2019	0%	0%	0%	0%	0%
2020	0%	0%	0%	0%	-1%
2021	0%	0%	0%	0%	-2%
2022	1%	0%	0%	0%	-4%
2023	1%	1%	1%	1%	-5%
2024	1%	1%	1%	1%	-6%
2025	2%	2%	2%	2%	-7%
2026	3%	2%	2%	3%	-7%
2027	3%	3%	3%	4%	-7%
2028	4%	4%	4%	5%	-7%
2029	5%	4%	4%	5%	-7%
2030	14%	5%	5%	6%	-8%
2031	23%	6%	6%	7%	-7%
2032	27%	6%	6%	8%	-7%
2033	28%	7%	7%	9%	-7%
2034	29%	8%	8%	10%	-7%

Año	SEN				
	Comercial, Público, Residencial (CPR)	Energético	Industrial	Minero	Transporte
	Comercial	Industria	Industria	Minería	Transporte
2035	30%	8%	8%	10%	-7%
2036	30%	9%	9%	11%	-6%
2037	31%	9%	9%	12%	-5%

Tabla 5.6.- Previsión de eficiencia energética por sector económico 2017-2037 [%]

Año	SEN				
	Comercial, Público, Residencial (CPR)	Energético	Industrial	Minero	Transporte
2017	8,8%	8,3%	12,7%	7,7%	7,5%
2018	8,3%	5,8%	7,3%	6,3%	18,0%
2019	2,7%	0,5%	2,4%	3,3%	17,7%
2020	1,7%	-0,2%	1,9%	2,8%	1,0%
2021	1,5%	-0,6%	1,8%	2,5%	0,8%
2022	1,3%	-0,7%	1,8%	2,3%	0,8%
2023	1,3%	-1,1%	1,5%	2,1%	0,6%
2024	1,2%	-1,2%	1,4%	1,9%	0,6%
2025	1,9%	-0,1%	2,6%	2,7%	1,0%
2026	2,0%	0,4%	3,2%	3,4%	1,6%
2027	1,5%	0,2%	3,0%	3,2%	1,1%
2028	1,2%	0,0%	2,8%	3,1%	1,0%
2029	1,1%	-0,1%	2,8%	3,0%	0,9%
2030	-9,1%	-2,3%	0,5%	0,8%	-1,1%
2031	-11,0%	-2,7%	0,2%	0,4%	-1,8%
2032	-4,2%	-1,2%	1,7%	1,9%	-0,4%
2033	0,6%	-0,4%	2,6%	2,7%	0,4%
2034	1,3%	-0,3%	2,7%	2,8%	0,5%
2035	1,3%	-0,2%	2,9%	3,0%	0,5%
2036	1,3%	-0,2%	2,9%	3,1%	-0,1%
2037	1,4%	-0,1%	3,0%	3,1%	0,1%

Tabla 5.7.- Tasas de crecimiento por sector económico 2017-2037 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	Cientes libres suministrados por distribuidoras (*)	Cientes libres suministrados por generadoras	Proyección clientes libres previo ajuste	Previsión clientes libres global	Factor de Ajuste	Cientes libres suministrados por distribuidoras (*)	Cientes libres suministrados por generadoras
2017	3.258	34.247	37.505	35.603	0,95	3.092	32.510
2018	4.437	36.511	40.948	37.983	0,93	4.116	33.867
2019	4.579	37.754	42.333	39.258	0,93	4.247	35.012
2020	4.655	38.731	43.386	40.258	0,93	4.319	35.939
2021	4.726	39.624	44.350	41.175	0,93	4.387	36.787
2022	4.797	40.473	45.270	42.052	0,93	4.456	37.595
2023	4.859	41.254	46.114	42.854	0,93	4.516	38.338
2024	4.919	42.000	46.919	43.620	0,93	4.573	39.047
2025	5.020	43.088	48.108	44.754	0,93	4.670	40.084
2026	5.145	44.497	49.642	46.220	0,93	4.790	41.430
2027	5.263	45.873	51.136	47.651	0,93	4.904	42.747
2028	5.375	47.250	52.625	49.078	0,93	5.013	44.065
2029	5.489	48.639	54.128	50.520	0,93	5.123	45.397
2030	5.455	48.958	54.413	50.846	0,93	5.098	45.748
2031	5.401	49.102	54.503	50.991	0,94	5.053	45.938
2032	5.447	49.977	55.423	51.898	0,94	5.100	46.798
2033	5.552	51.298	56.850	53.271	0,94	5.202	48.069
2034	5.668	52.717	58.385	54.747	0,94	5.315	49.432
2035	5.794	54.274	60.067	56.365	0,94	5.437	50.929
2036	5.922	55.885	61.807	58.041	0,94	5.561	52.480
2037	6.059	57.594	63.654	59.765	0,94	5.689	54.076

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

Tabla 5.8.- Ajuste global de previsión de demanda de clientes libres [GWh].

5.1 Previsión CNE de demanda de Clientes Libres

A continuación se presenta la previsión final determinada por esta Comisión para los clientes libres del SEN, distinguiendo si pertenecen a los antiguos SIC o SING, en base a los antecedentes señalados anteriormente, para el período 2017-2037, a nivel de la barra de su punto de conexión.

Sistema interconectado	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
TOTAL (*)	32.510	33.867	35.012	35.939	36.787	37.595	38.338	39.047	40.084	41.430	42.747	44.065	45.397	45.748	45.938	46.798	48.069	49.432	50.929	52.480	54.125
SIC (*)	15.634	16.303	16.957	17.492	17.716	18.067	18.466	18.742	19.180	19.739	20.204	20.746	21.307	21.377	21.304	21.514	21.969	22.426	22.851	23.420	24.020
SING (*)	16.876	17.564	18.055	18.447	19.071	19.528	19.872	20.305	20.904	21.691	22.543	23.319	24.090	24.371	24.634	25.284	26.101	27.007	28.077	29.060	30.106

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

Tabla 5.9.- Previsión de demanda de clientes libres existentes del SEN determinada por la CNE para el período 2017-2037 a nivel de la barra de supunto de conexión del cliente [GWh].

5.2 Previsión CNE de demanda de Clientes Libres en Distribución

A continuación se presenta la previsión final determinada por esta Comisión para los clientes libres suministrados por empresas distribuidoras del SEN, distinguiendo si pertenecen a los antiguos SIC o SING, en base a los antecedentes señalados anteriormente, para el período 2017-2037, a nivel de la barra de su punto de conexión.

Sistema interconectado	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
TOTAL (*)	3.092	4.116	4.247	4.319	4.387	4.456	4.516	4.573	4.670	4.790	4.904	5.013	5.123	5.098	5.053	5.100	5.202	5.315	5.437	5.561	5.694
SIC (*)	3.092	4.116	4.247	4.319	4.387	4.456	4.516	4.573	4.670	4.790	4.904	5.013	5.123	5.098	5.053	5.100	5.202	5.315	5.437	5.561	5.694
SING (*)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

Tabla 5.10.- Previsión de demanda de clientes libres en distribución del SEN determinada por la CNE para el período 2017-2037 a nivel de subestación primaria de distribución [GWh].

6. PREVISIÓN DE DEMANDA TOTAL

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 2017-2037, a nivel de la barra de su punto de conexión.

PREVISIÓN DE DEMANDA(*) [GWh]			
SEN			
Año	Cliente Regulado (**)	Cliente Libre	Sistema (*)
2017	32.646	35.603	68.248
2018	32.207	37.983	70.190
2019	33.007	39.258	72.266
2020	34.076	40.258	74.334
2021	35.413	41.175	76.588
2022	36.903	42.052	78.954
2023	38.407	42.854	81.260
2024	39.950	43.620	83.570
2025	41.247	44.754	86.001
2026	42.152	46.220	88.372
2027	43.155	47.651	90.806
2028	44.152	49.078	93.230
2029	45.192	50.520	95.711
2030	46.228	50.846	97.074
2031	47.466	50.991	98.457
2032	48.675	51.898	100.573
2033	49.877	53.271	103.148
2034	51.094	54.747	105.841
2035	52.363	56.365	108.728
2036	53.655	58.041	111.697
2037	54.987	59.765	114.752

(*) 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 [GWh].

TASAS DE CRECIMIENTO [%]			
SEN			
Año	Cliente Regulado	Cliente Libre	Sistema (*)
2017	-3,5%	8,7%	2,5%
2018	-1,3%	6,7%	2,8%
2019	2,5%	3,4%	3,0%
2020	3,2%	2,5%	2,9%
2021	3,9%	2,3%	3,0%
2022	4,2%	2,1%	3,1%
2023	4,1%	1,9%	2,9%
2024	4,0%	1,8%	2,8%
2025	3,2%	2,6%	2,9%
2026	2,2%	3,3%	2,8%
2027	2,4%	3,1%	2,8%
2028	2,3%	3,0%	2,7%
2029	2,4%	2,9%	2,7%
2030	2,3%	0,6%	1,4%
2031	2,7%	0,3%	1,4%
2032	2,5%	1,8%	2,1%
2033	2,5%	2,6%	2,6%
2034	2,4%	2,8%	2,6%
2035	2,5%	3,0%	2,7%
2036	2,5%	3,0%	2,7%
2037	2,5%	3,0%	2,7%

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

7. PREVISIÓN DE DEMANDA SISTEMAS MEDIANOS

7.1 Antecedentes

A partir de la solicitud enviada por la Comisión a las Empresas Operadoras de los SSMM en las Cartas CNE N°238, de 20 de junio de 2013, CNE N°19, de 09 de enero de 2015, CNE N°06, de 12 de enero de 2016; y, CNE N°07, de 04 de enero de 2017, la información utilizada para las proyecciones de demanda para los SSMM corresponde al período 2000-2016, tanto para clientes libres como clientes regulados. Para clientes libres, Punta Arenas es el único SSMM que cuenta con información disponible, siendo un único cliente con suministro desde el año 2012.

La información utilizada se muestra a continuación:

Región	Región XI	Región XI	Región X	Región XII	Región XII	Región XII	Región XII	Región X	Región X
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

La proyección de demanda para los SSMM se realizó en base a la información histórica disponible para cada caso.

En primer lugar, se testearon modelos econométricos (ARIMA y Ajuste Parcial) buscando aquel que mejor representara el comportamiento de la demanda para cada SSMM, utilizando como variables explicativas la población (POB), Producto Interno Bruto (PIB), Indicador de Actividad Económica Regional (INACER), variables de consumo anterior o rezagos (REZ) y posibles cambios estructurales en algunos casos.

El modelo de proyección utilizado se describe a continuación. Cabe mencionar que este es un modelo genérico dado que SIC, SING, SEN, Empresa Distribuidora y SSMM considera únicamente aquellas variables que resultan significativas, según se detalla en la tabla 3.2, 5.4 y 7.2 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 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. Es decir, 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.

Cabe precisar que, dado el comportamiento histórico de los SSMM, donde el tamaño hace que cualquier cambio pequeño en demanda cambie en gran medida el consumo total, la modelación econométrica no siempre permite incorporar estas variaciones en un modelo con buen ajuste. En particular, para los SSMM de Cochamó y Hornopirén, la proyección se realizó en base a una regresión lineal.

Los modelos resultantes según las metodologías descritas son:

Sistema Mediano	Alfa (α)	Beta (β)	Gama (γ)	Delta (δ)	R2	R2 Ajustado
	Constante	PIB	POB	REZ		
Aysén	-4,0	0,15		1,52	0,72	0,69
General Carrera	2,6	0,10	0,27	0,39	0,97	0,97
Palena	12,5	0,07			0,92	0,91
Porvenir	-0,93		0,99	0,79	0,81	0,78
Puerto Natales	0,42	0,96	0,58	-0,12	0,87	0,86
Puerto Williams	-0,51		0,95	0,55	0,90	0,90
Punta Arenas	-0,95		0,92	0,65	0,92	0,90

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

Con la información del Oficio Ordinario N°212, de fecha 17 de febrero de 2017, del Ministerio de Energía, donde se informan las tasas de proyección de eficiencia energética, se presenta una diferenciación regional, que corresponden al porcentaje de ahorro respecto a la demanda proyectada sin eficiencia energética, la que se muestra a continuación, y que fue la utilizada para este proceso de proyección:

Región	Región XI	Región XI	Región X	Región XII	Región XII	Región XII	Región XII	Región X	Región X
Distribuidora	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	SAESA	SAESA
Año	Aysén	General Carrera	Palena	Porvenir	Puerto Natales	Puerto Williams	Punta Arenas	Cochamó	Homopirén
2017	1,4%	1,4%	1,4%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	1,4%	1,4%
2018	1,6%	1,6%	1,5%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	1,5%	1,5%
2019	2,0%	2,0%	1,7%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	1,7%	1,7%
2020	2,4%	2,4%	2,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	2,1%	2,1%
2021	2,5%	2,5%	2,2%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	2,2%	2,2%
2022	2,7%	2,7%	2,4%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	2,4%	2,4%
2023	3,1%	3,1%	2,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	2,8%	2,8%
2024	3,6%	3,6%	3,4%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	3,4%	3,4%
2025	4,3%	4,3%	4,1%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	4,1%	4,1%
2026	5,3%	5,3%	5,1%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	5,1%	5,1%
2027	6,2%	6,2%	6,1%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	6,1%	6,1%
2028	7,2%	7,2%	7,2%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	7,2%	7,2%
2029	8,1%	8,1%	8,3%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	8,3%	8,3%
2030	12,0%	12,0%	10,9%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	10,9%	10,9%
2031	16,0%	16,0%	13,2%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	13,2%	13,2%
2032	18,0%	18,0%	14,3%	10,9%	10,9%	10,9%	10,9%	14,3%	14,3%
2033	18,7%	18,7%	15,2%	11,4%	11,4%	11,4%	11,4%	15,2%	15,2%
2034	19,9%	19,9%	15,9%	11,8%	11,8%	11,8%	11,8%	15,9%	15,9%
2035	20,4%	20,4%	16,7%	12,3%	12,3%	12,3%	12,3%	16,7%	16,7%
2036	21,0%	21,0%	17,4%	13,2%	13,2%	13,2%	13,2%	17,4%	17,4%

Región	Región XI	Región XI	Región X	Región XII	Región XII	Región XII	Región XII	Región X	Región X
Distribuidora	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	SAESA	SAESA
Año	Aysén	General Carrera	Palena	Porvenir	Puerto Natales	Puerto Williams	Punta Arenas	Cochamó	Hornopirén
2037	21,5%	21,5%	18,1%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	18,1%	18,1%

Tabla 7.3.- Proyección de eficiencia energética por región 2017-2037

7.3 Previsión de Demanda

A continuación se presenta la previsión de demanda de los SSMM determinada por esta Comisión, para el período 2017-2037, a nivel de la barra de su punto de conexión

Región	Región XI	Región XI	Región X	Región XII	Región XII	Región XII	Región XII	Región X	Región X
Distribuidora	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	SAESA	SAESA
Año	Aysén	General Carrera	Palena	Porvenir	Puerto Natales	Puerto Williams	Punta Arenas	Cochamó	Hornopirén
2017	130.440	11.108	11.073	24.829	37.030	5.031	246.631	6.328	14.065
2018	134.515	11.657	11.426	26.059	38.914	5.264	250.202	7.297	15.188
2019	138.792	12.257	11.723	27.005	40.311	5.494	253.610	7.899	16.341
2020	143.278	12.903	11.958	27.895	41.201	5.713	256.527	8.542	17.424
2021	148.357	13.627	12.231	28.836	42.123	5.945	259.958	9.274	18.552
2022	153.603	14.392	12.494	29.761	42.976	6.174	263.273	10.063	19.666
2023	158.936	15.189	12.751	30.663	43.755	6.400	266.427	10.913	20.776
2024	164.393	16.024	12.986	31.529	44.443	6.619	269.302	11.814	21.863
2025	169.778	16.877	13.216	32.387	45.082	6.837	272.155	12.785	22.958
2026	174.736	17.714	13.400	33.160	45.571	7.039	274.356	13.787	23.991
2027	180.292	18.637	13.604	33.937	46.034	7.242	276.647	14.889	25.076
2028	185.807	19.586	13.792	34.694	46.451	7.444	278.651	16.057	26.172
2029	191.567	20.592	13.986	35.476	46.882	7.652	280.729	17.322	27.325
2030	191.149	20.952	13.927	35.457	46.249	7.689	276.440	18.348	28.013
2031	190.038	21.241	13.928	35.529	45.743	7.746	272.923	19.519	28.842
2032	193.197	22.019	14.093	36.113	45.891	7.915	273.319	21.009	30.046
2033	199.355	23.169	14.318	36.960	46.359	8.144	275.608	22.706	31.428
2034	204.643	24.253	14.552	37.830	46.835	8.380	277.937	24.548	32.885
2035	211.685	25.582	14.795	38.732	47.330	8.626	280.371	26.551	34.423
2036	218.985	26.986	15.044	39.431	47.559	8.829	281.222	28.717	36.034
2037	226.546	28.468	15.296	40.362	48.052	9.085	283.623	31.061	37.722

Tabla 7.4.- Previsión de Demanda SSMM 2017-2037 [GWh].

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

Región	Región XI	Región XI	Región X	Región XII	Región XII	Región XII	Región XII	Región X	Región X
Distribuidora	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELAYSEN	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	EDELMAG	SAESA	SAESA
Año	Aysén	General Carrera	Palena	Porvenir	Puerto Natales	Puerto Williams	Punta Arenas	Cochamó	Homopirén
2017	1,3%	2,9%	1,5%	4,6%	5,1%	4,2%	0,9%	9,7%	6,1%
2018	3,1%	4,9%	3,2%	5,0%	5,1%	4,6%	1,4%	15,3%	8,0%
2019	3,2%	5,1%	2,6%	3,6%	3,6%	4,4%	1,4%	8,2%	7,6%
2020	3,2%	5,3%	2,0%	3,3%	2,2%	4,0%	1,2%	8,1%	6,6%
2021	3,5%	5,6%	2,3%	3,4%	2,2%	4,0%	1,3%	8,6%	6,5%
2022	3,5%	5,6%	2,2%	3,2%	2,0%	3,9%	1,3%	8,5%	6,0%
2023	3,5%	5,5%	2,1%	3,0%	1,8%	3,7%	1,2%	8,4%	5,6%
2024	3,4%	5,5%	1,8%	2,8%	1,6%	3,4%	1,1%	8,3%	5,2%
2025	3,3%	5,3%	1,8%	2,7%	1,4%	3,3%	1,1%	8,2%	5,0%
2026	2,9%	5,0%	1,4%	2,4%	1,1%	3,0%	0,8%	7,8%	4,5%
2027	3,2%	5,2%	1,5%	2,3%	1,0%	2,9%	0,8%	8,0%	4,5%
2028	3,1%	5,1%	1,4%	2,2%	0,9%	2,8%	0,7%	7,8%	4,4%
2029	3,1%	5,1%	1,4%	2,3%	0,9%	2,8%	0,7%	7,9%	4,4%
2030	-0,2%	1,7%	-0,4%	-0,1%	-1,4%	0,5%	-1,5%	5,9%	2,5%
2031	-0,6%	1,4%	0,0%	0,2%	-1,1%	0,7%	-1,3%	6,4%	3,0%
2032	1,7%	3,7%	1,2%	1,6%	0,3%	2,2%	0,1%	7,6%	4,2%
2033	3,2%	5,2%	1,6%	2,3%	1,0%	2,9%	0,8%	8,1%	4,6%
2034	2,7%	4,7%	1,6%	2,4%	1,0%	2,9%	0,8%	8,1%	4,6%
2035	3,4%	5,5%	1,7%	2,4%	1,1%	2,9%	0,9%	8,2%	4,7%
2036	3,4%	5,5%	1,7%	1,8%	0,5%	2,3%	0,3%	8,2%	4,7%
2037	3,5%	5,5%	1,7%	2,4%	1,0%	2,9%	0,9%	8,2%	4,7%

Tabla 7.5.- Tasas de Crecimiento de demanda SSMM 2017-2037 [%].

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".

Mientras que sus funciones son:

- 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 está 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 está 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, y que están ubicados en el área de concesión de una Empresa Distribuidora, 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, y que están ubicados en el área de concesión de una Empresa Distribuidora, de ser cliente regulado.

Comisión Chilena del Cobre (Cochilco)

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

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

Anótese, Publíquese y Archívese


ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA


CZR/ISD/MOC/AAA/JCA/FCP/LCE/MGV/mgb.
Distribución
- Gabinete Secretario Ejecutivo CNE
- Depto. Jurídico CNE
- Depto. Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE