PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA
2019 – 2039

Enero de 2020

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

www.coordinador.cl

1 INTRODUCCIÓN 4

2 METODOLOGÍA 5

2.1 MODELO DE DEMANDA ELÉCTRICA 5
2.1.1 TIPOS DE CLIENTES 5
2.1.2 DATOS UTILIZADOS 6
2.1.3 MODELOS DE DEMANDA ELÉCTRICA PARA CLIENTES REGULADOS 7
2.1.4 MODELOS DE DEMANDA ELÉCTRICA PARA CLIENTES LIBRES DE LA INDUSTRIA MINERA DEL COBRE 7
2.1.5 MODELOS DE DEMANDA ELÉCTRICA PARA CLIENTES LIBRES NO PRODUCTORES DE COBRE 8
2.2 METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE VARIABLES SIGNIFICATIVAS 9
2.2.1 PROYECCIÓN PRECIO MEDIO DE LA ELECTRICIDAD 9
2.2.2 PROYECCIÓN VALOR DE POBLACIÓN 12
2.2.3 PROYECCIÓN VALOR DE IMACEC 13
2.2.4 PROYECCIÓN NÚMERO DE VIVIENDAS 16
2.2.5 PROYECCIÓN PRODUCCIÓN COBRE 17
2.3 MODELACIÓN DE LA DEMANDA 19
2.3.1 PERFILES DE DEMANDA 19
2.3.2 DEMANDA PUNTA REPRESENTATIVA 20

3 DEMANDA 2019 – 2039 25

3.1 PROYECCIÓN DE VARIABLES EXPLICATIVAS 25
3.1.1 IMACEC 25
3.1.2 POBLACIÓN 25
3.1.3 PRECIO DE LA ELECTRICIDAD 26
3.1.4 ENCUESTA CLIENTES INDUSTRIALES 27
3.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2019 – 2039 28
3.2.1 DEMANDA NACIONAL 28
3.2.2 DEMANDA REGIONAL 30

4 AJUSTE DE DEMANDA 2019 – 2039 37

4.1 PROYECCIÓN IMACEC 37
4.1.1 ENCUESTA DE EXPECTATIVAS ECONOMICAS DICIEMBRE 2019 37
4.1.2 INFORME DE POLÍTICA MONETARIA 38
4.1.3 PERFIL DE RECUPERACIÓN ECONOMICA 38
4.1.4 VALORES PROYECTADOS 39
4.2 PROYECCION DE DEMANDA 2019 – 2039 AJUSTADA 41
4.2.1 CLIENTES REGULADOS 41
4.2.2 CLIENTES LIBRES COBRE 42
4.2.3 LIBRE NO COBRE 43

5 ANEXOS 44

A. LISTADO CLIENTES INDUSTRIALES ENCUESTADOS 44
B. SERIES DE PREVISIÓN DE DEMANDA NACIONAL 2019 - 2039 45
C. SERIES DE PREVISION DE DEMANDA REGIONAL 2019 - 2039 46
D. SERIES DE PREVISIÓN DE DEMANDA NACIONAL 2019 – 2039 AJUSTADO 52
E. SERIES DE PREVISION DE DEMANDA REGIONAL 2019 – 2039 AJUSTADO 53

1 INTRODUCCIÓN

El abastecimiento de la demanda de energía y potencia corresponde a la base sobre la que se desarrolla en gran medida el sistema de transmisión de energía eléctrica, por lo que conocer sus valores actuales y proyectados es una tarea fundamental para el desarrollo de una planificación eficiente y anticipada del sistema de transmisión.

La demanda de energía y potencia, en conjunto con los proyectos de generación, son las principales variables que imponen las condiciones de uso del sistema de transmisión, y que implican los requerimientos de aumentos de capacidad de este, de manera que el sistema eléctrico proyectado permita un desempeño eficiente del mercado de transacciones de energía, potencia y servicios complementarios, y que el mismo presente condiciones de competencia que permitan, como fin último, disponer de menores precios de suministro para los consumidores finales. De esto se desprende la importancia de contar con una buena modelación, para el desarrollo de proyecciones lo más precisas y exactas posible.

Debido a lo anterior, el Coordinador desarrolla su previsión de demanda 2019 – 2039 a partir de un estudio adjudicado por Centro de Energía de la Universidad de Chile en el 2018, que identifica cuáles son las variables que deben ser consideradas para la formulación de modelos econométricos de proyección de demanda eléctrica. El Estudio cuenta con una previsión de demanda de energía de largo plazo para el Sistema Eléctrico Nacional, una metodología que la sustenta y los correspondientes modelos de proyección.

El presente informe de proyección de demanda 2019 – 2039 del Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante el Coordinador, describe un resumen de la metodología, supuestos y resultados del proceso de proyección de demanda de energía y potencia requerida por el sistema eléctrico, para su utilización en el desarrollo de la propuesta de expansión de los sistemas de transmisión, que el Coordinador debe enviar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) dentro de los primeros 15 días del año 2020, conforme lo establece el artículo 91° de la Ley, y permite su vez, entregar información relevante a la industria respecto a las proyecciones de consumo de energía eléctrica previstos para el horizonte de estudio.

2 METODOLOGÍA

La previsión se realiza a través de una metodología econométrica que busca capturar el patrón histórico de la relación entre la demanda eléctrica y sus principales determinantes, y proyectar las previsiones de consumo eléctrico consistentes con los patrones esperados para estos determinantes.

El uso de modelos econométricos para la predicción se puede separar en dos grandes etapas. La primera etapa consiste en determinar las variables explicativas del consumo eléctrico. Donde se busca testear y cuantificar el efecto de los distintos potenciales determinantes de la demanda, utilizando el patrón histórico de comportamiento reflejado en los datos.

La segunda etapa consiste en evaluar la relación estimada en las predicciones de las variables independientes y con ello proyectar la demanda eléctrica en el futuro. Se utilizarán las proyecciones de instituciones especialistas que han predicho las variables explicativas en el horizonte deseado.

2.1 MODELO DE DEMANDA ELÉCTRICA

La estimación de los determinantes de la demanda eléctrica se realiza con un modelo de regresión simple explotando la estructura de panel de los datos. En este modelo se poseen datos de panel dado que se cuenta con la electricidad consumida por cada barra i= {1, …, N} con una frecuencia mensual t= {1, ... ,T}.

El modelo econométrico de regresión de panel es de la siguiente forma:

$$log(Q_{i\,c\,t}) = \alpha_i + \beta * W_{c\,t} + \gamma * Z_t + \varepsilon_{i\,c\,t}$$

Donde:

- Unidades o barras desde i = {1, …, N}
- Comunas con c = {1, …, C} y con una frecuencia mensual de t= {1, ..., T}.
- La variable Q_{ict} es la cantidad de energía demandada en la barra i en la comuna c durante el mes t.
- W_{ct} representa las variables explicativas a un nivel de agregación geográfica mayor (por ejemplo, comuna c, pero con la misma frecuencia mensual t).
- Las variables Z_t representan a todas las variables explicativas que sólo varían a través del tiempo, pero no tienen un componente específico por cada barra. Por ejemplo, puede incluir al precio medio de la electricidad, el precio del cobre, la actividad económica nacional (IMACEC nacional) y la actividad económica mundial (China, EEUU). También se incluyen variables dicotómicas mensuales para capturar diferentes consumos por estacionalidad.
- Los shocks ε_{ict} son los determinantes no observables y que se asumen ortogonales a todas las demás variables explicativas.

2.1.1 TIPOS DE CLIENTES

Debido a la intrínseca heterogeneidad de comportamiento y de variables explicativas que existen entre los tipos de consumidores, así como de los datos históricos disponibles, es que se separa el análisis y estimación entre los siguientes tipos de clientes:

- **Clientes Regulados:** Principalmente consumos domiciliarios, pero que también puede incluir fracciones de clientes del sector industrial que se encuentran sumergidos en los datos históricos.

- **Clientes Libres Productores de Cobre:** Empresas mineras de la industria del cobre que son identificadas en sus respectivas barras.

- **Clientes Libres No productores de Cobre:** Empresas de diversos sectores productivos que no se guían por las tarifas reguladas y que por el volumen de datos no es posible desagregar sectorialmente.

2.1.2 DATOS UTILIZADOS

El horizonte de datos comprende los meses entre Enero 2010 y Diciembre 2017, y contemplan los retiros en 570 barras pertenecientes a 199 comunas en 14 regiones durante 96 meses.

A continuación, se presenta una estadística descriptiva de variables mensuales utilizadas en las estimaciones del presente informe. Las variables de demanda eléctrica por tipo de cliente y los datos de precio medio de electricidad corresponden a información de que dispone el Coordinador.

Tabla 2-1: Datos Mensuales Todas las Barras.

Variable	N° de Obs	Promedio	Desv. Std.	Min	Max
Demanda Barras Clientes Regulados [MWh]	42.897	5.733,2	9.075,2	0	65.292,6
Demanda Barras Clientes Libres No Cobre [MWh]	42.897	1.846,6	5.236,9	0	108.075,8
Demanda Barras Clientes Libres Cobre [MWh]	42.897	4.039,4	24.512,6	0	1.032.000,0
Precio Medio Electricidad ($/kWh)	42.897	59,0	6,4	43	73,8
% Barras Clientes Regulados	42.390	0,5	0,5	0	1,0
% Barras Clientes Libres Cobre	42.390	0,1	0,3	0	1,0
% Barras Clientes Libres No Cobre	42.390	0,4	0,5	0	1,0
Producción Cobre por Empresa (Miles TMF)	42.897	0,6	5,2	0	150,4
Precio Cobre Real (c USD/lb)	42.897	318,6	56,7	224,1	462,1
IMACEC	42.897	99,4	8,4	77,5	120,6
IMACEC Minero	42.897	97,5	7,7	77,0	113,6
IMACEC No Minero	42.897	99,5	8,9	76,1	121,6

Tabla 2-2: Datos Encuesta a Clientes Libres Cobre agrupadas por Empresa.

Variable	N° de Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
Demanda Clientes Libres Cobre [MWh por Empresa]	1.815	61.784	61.609	0	325.675
Demanda Predicha 2012 [MWh]	809	110.204	117.406	2.010	511.505
Demanda Predicha 2013 [MWh]	792	103.148	115.891	4.193	475.883
Demanda Predicha 2014 [MWh]	552	98.426	110.988	4.193	456.120
Demanda Predicha 2015 [MWh]	504	87.248	123.730	1.422	632.651
Demanda Predicha 2016 [MWh]	372	67.976	102.502	5	518.247

Los índices de actividad económica fueron obtenidos desde el registro público en línea del Banco Central. La producción de cobre por empresa minera y el precio del cobre fue obtenido desde las estadísticas de COCHILCO, que dispone de valores anuales y mensuales desde 1960.

2.1.3 MODELOS DE DEMANDA ELÉCTRICA PARA CLIENTES REGULADOS

La estimación exploró el siguiente listado de variables explicativas:

i. Actividad Económica: IMACEC, IMACEC Minero, IMACEC No Minero, PIB Nacional, PIB Minero Cobre, y PIB No Cobre.
ii. Precio Medio de electricidad.
iii. Población y Vivienda a nivel mensual-comunal. Dado que la información de población y vivienda original es a nivel anual-comunal, entonces se repiten los mismos valores en los 12 meses correspondientes a cada año y con ello se origina una función con saltos discretos en cada enero y plana para el resto del año (Funciones conocidas como "step-function").
iv. Efectos fijos (invariantes en el tiempo) por barras, comunas, regiones, mes del año (para capturar estacionalidad).

La estimación se resume de la siguiente manera:

[M1] $log(Q_{ict}) = -0{,}12\, log(P_t) + 1{,}1\, log(IMA_t) + B_i + \varepsilon_{ict}$
[M2] $log(Q_{ict}) = -0{,}13\, log(P_t) + 1{,}1 \log(IMA - NM_t) + B_i + \varepsilon_{ict}$
[M3] $log(Q_{ict}) = -0{,}11\, log(P_t) + 0{,}8 \log(IMA_t) + 1{,}2 \log(VIV_t) + B_i + \varepsilon_{ict}$
[M4] $log(Q_{ict}) = -0{,}11\, log(P_t) + 0{,}8 \log(IMA_t) + log(VIV_t) + 0.3 log(POB_t) + B_i + \varepsilon_{ict}$

Donde:

- P_t es el precio medio de la electricidad.
- $IMAC_t$ e $IMA - NM_t$ son el IMACEC y el IMACEC No Minero respectivamente.
- VIV_t y POB_t son el número de viviendas y población comunal respectivamente.
- Todas las variables mencionadas son estadísticamente significativas al 5%.
- B_i son los efectos fijos por barra.
- ε_{ict} es el error estocástico independiente de las variables explicativas con esperanza cero y varianza constante.

2.1.4 MODELOS DE DEMANDA ELÉCTRICA PARA CLIENTES LIBRES DE LA INDUSTRIA MINERA DEL COBRE

La estimación completa exploró el siguiente listado de variables explicativas:

i. Actividad Económica: IMACEC, IMACEC Minero, PIB Nacional, y PIB Minero Cobre.
ii. Precio Medio de electricidad.
iii. Actividad Económica Internacional: PIB de China y EEUU.
iv. Precio Internacional del Cobre.
v. Producción Minera de Cobre por empresa.
vi. Predicción de Demanda Eléctrica Autorreportada: Encuesta realizada por el Coordinador respecto de consumos proyectados por las empresas.

vii. Efectos fijos (invariantes en el tiempo) por barras, comunas, regiones, mes del año (para capturar estacionalidad).

Los modelos seleccionados para los clientes libres productores de Cobre consideran los datos en su frecuencia mensual, e incluyen regresores lineales, además de efectos fijos por empresa y por mes del año. Las estimaciones se resumen a continuación:

[M1] $log(Q_{e,t}) = -0{,}57log(P_t) + 0{,}95log(IMA - M_t) + D_e \log(CU_{e,t}) + B_e + T_t + \varepsilon_{et}$
[M2] $log(Q_{e,t}) = -0{,}44log(P_t) + 1{,}67log(IMA - M_t) + D_e \log(CU_{e,t}) + B_e + T_t + \varepsilon_{et}$
[M3] $log(Q_{e,t}) = 0{,}5 \log(IMA - M_t) + D_e \log(CU_{e,t}) + B_e + T_t + \varepsilon_{et}$
[M4] $log(Q_{e,t}) = 0{,}7log(IMA - M_t) + D_e \log(CU_{e,t}) + B_e + T_t + \varepsilon_{et}$
[M5] $log(Q_{e,t}) = 0{,}26\, log(\hat{Q}_{e,t-1}) + 0{,}73\, log(\hat{Q}_{e,t-2}) + T_t + \varepsilon_{et}$

Donde:

- P_t es el precio medio de la electricidad.
- $IMA - M_t$ es el IMACEC Minero.
- $\hat{Q}_{e,t-1}$ es la predicción reportada por la empresa en el año t.
- (B_e, T_t) son los efectos fijos por empresa y por mes del año respectivamente.
- ε_{ict} es el error estocástico independiente de las variables explicativas con esperanza cero y varianza constante.
- Todos los coeficientes de las series explicativas son estadísticamente significativos al 10%.
- $D_e \log(CU_{k,t})$ representa la producción de cobre de cada empresa en cada periodo t.
- D_e es distinto para cada empresa reflejando distintos requerimientos energéticos para producir que puede reflejar factores de ley de explotación del mineral, y/o factores tecnológicos propios de cada empresa.

2.1.5 MODELOS DE DEMANDA ELÉCTRICA PARA CLIENTES LIBRES NO PRODUCTORES DE COBRE

La estimación exploró el siguiente listado de variables explicativas:

i. Actividad Económica: IMACEC, IMACEC No Minero, PIB Nacional y PIB No Cobre.
ii. Precio Medio de electricidad.
iii. Efectos fijos (invariantes en el tiempo) por barras, comunas, regiones, mes del año (para capturar estacionalidad).

[M1] $log(Q_{c,t}) = -0.31 \log(P_t) + 0{,}14 \log(IMAC_t) + B_c + \varepsilon_{ict}$
[M2] $log(Q_{c,t}) = -0.32 \log(P_t) + 0{,}14\, log(IMAC_t) + B_c + \varepsilon_{ict}$
[M3] $log(Q_{c,t}) = -0.31 \log(P_t) + 0{,}15\, log(IMA - NM_t) + B_c + \varepsilon_{ict}$
[M4] $log(Q_{c,t}) = -0.33 \log(P_t) + 0{,}15\, log(IMA - NM_t) + B_c + \varepsilon_{ict}$

Donde:

- P_t es el precio medio de la electricidad.
- $(IMAC_t)$ es el IMACEC y $IMA - NM_t$ es el IMACEC No Minero.
- B_c son los efectos fijos por comuna.
- ε_{ict} es el error estocástico independiente de las variables explicativas con esperanza cero y varianza constante.
- Todos los coeficientes de las series explicativas son estadísticamente significativos al 1%.

2.2 METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE VARIABLES SIGNIFICATIVAS

Los modelos estimados consideran las siguientes variables significativas para la estimación de la proyección de la demanda eléctrica: precio medio de la electricidad, población comunal y nacional, IMACEC (incluido minero y no minero) y producción de cobre. Estas variables se pueden relacionar con los estudios urbanos y encuestas de previsión de demanda eléctrica a clientes libres, que también pueden ser utilizadas para alimentar los modelos.
A continuación, se describe la metodología y se llevan a cabo las proyecciones de cada una de las variables significativas al año 2039.

2.2.1 PROYECCIÓN PRECIO MEDIO DE LA ELECTRICIDAD

La metodología desarrollada para proyectar el precio medio de mercado del Sistema Eléctrico Nacional consiste en ponderar las proyecciones de los costos nivelados de cada tecnología de generación presente en el sistema eléctrico por su participación en la matriz de generación futura. De esta forma se estima el precio de mercado futuro como un promedio de los precios que deben recibir las centrales de generación del sistema para cubrir sus costos de inversión y de operación. La fórmula utilizada para el cálculo es la siguiente:

$$PMM_i\left[\frac{\$}{MWh}\right] = \frac{\sum_{i,k}(LCOE_{i,k}\left[\frac{\$}{MWh}\right] \cdot G_{i,k}[MWh])}{\sum_{i,k} G_{i,k}\,[MWh]}$$

Donde:

- PMM_i: Corresponde al precio de la electricidad estimado para el año i.
- $LCOE_{i,k}$: *Levelized cost of electricity* de la tecnología k en el año i.
- $G_{i,k}$: Generación eléctrica proyectada de la tecnología k en el año i.

Tanto los costos nivelados, como la matriz de generación fueron calculados utilizando la información disponible al momento de realizar este estudio. Los costos nivelados fueron calculados utilizando la información entregada en el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo desarrollado por el Ministerio de Energía (PELP) y la matriz de generación futura fue obtenida mediante simulaciones en software.

En tanto los costos nivelados por tecnología fueron calculado con datos disponibles en el proceso PELP y que incluyen: costos de inversión por tecnología, costos de combustibles, consumos específicos, vida útil, factor de planta, costos variables no combustibles, entre otros.

El cálculo del LCOE se muestra en la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{CFAE}{(8.76 \cdot FP)} + CV$$

Donde:

- FP corresponde al factor de planta.
- CV al costo variable.

CFAE se calcula de la forma:

$$CFAE = (CInv + CConexion) \cdot \frac{FintConst}{FInv} + COMA$$

Donde:

- CInv corresponde al costo de inversión.
- CConexion corresponde al costo de conexión promedio de la tecnología al sistema eléctrico.
- COMA corresponde al costo de Operación Mantenimiento y Administración medio de cada tecnología.

FintConst corresponde a un factor de interés de la construcción que se calcula de la forma:

$$FintConst = \frac{-1}{VAN(TasaDescMensual, MesesConstrucción)}$$

El VAN corresponde al valor actual de un pago unitario dividido entre todos los meses de construcción, con tasa de descuento mensual y con un período equivalente los meses de la construcción.
FInv corresponde a un factor de la anualización de la inversión calculado como:

$$FInv = \frac{-1}{Pago\ Unitario\ (TasaDescAnual, Años\ Vida\ Útil)}$$

El Pago Unitario corresponde a un pago con valor presente unitario, con tasa de descuento anual y con la vida útil de la tecnología.
Los resultados obtenidos por tecnología se muestran en la Figura 2-1. En este grafico se aprecia el aumento de los costos de desarrollo de centrales térmicas por las proyecciones al alza de los costos de combustibles, en tanto centrales de generación solar (FV y CSP) tienen costos de inversión decrecientes en el largo plazo, reflejándose en sus costos de desarrollo.

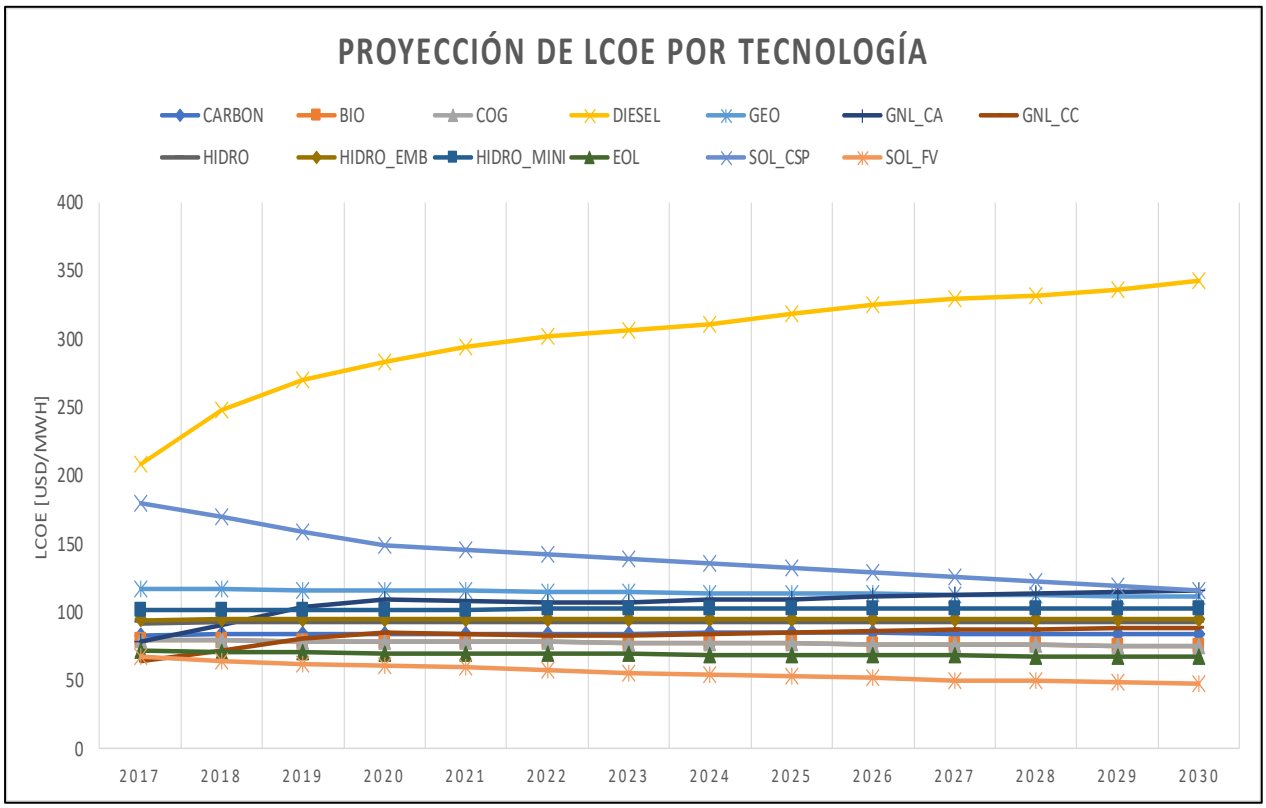

Figura 2-1: Proyección de costos nivelados por tecnología.

Finalmente, con la ponderación del costo de desarrollo de las tecnologías de generación por la generación estimada se obtiene el PMM anual proyectado para el SEN (ver Figura 2-2). La variación interanual de los precios medios de electricidad se estima de acuerdo con la variación promedio histórica del periodo 2007-2017. Para el periodo 2030-2039 se mantiene constante la tasa de crecimiento de 2029 a 2030.

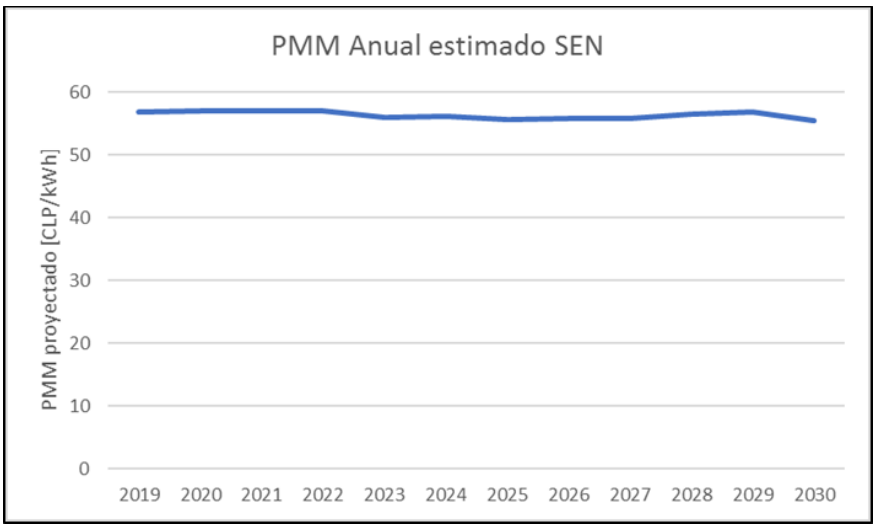

Figura 2-2: Proyección de PMM el Sistema Eléctrico Nacional, periodo 2019-2030.

Siguiendo esta metodología la proyección de los precios de electricidad para el escenario medio se muestran en la Figura 2-3. En ella se replica la tendencia interanual histórica y se mantiene la tendencia a la baja de los precios a partir del año 2030. Esta proyección fue utilizada como variable para calcular la demanda eléctrica del sistema en el largo plazo.

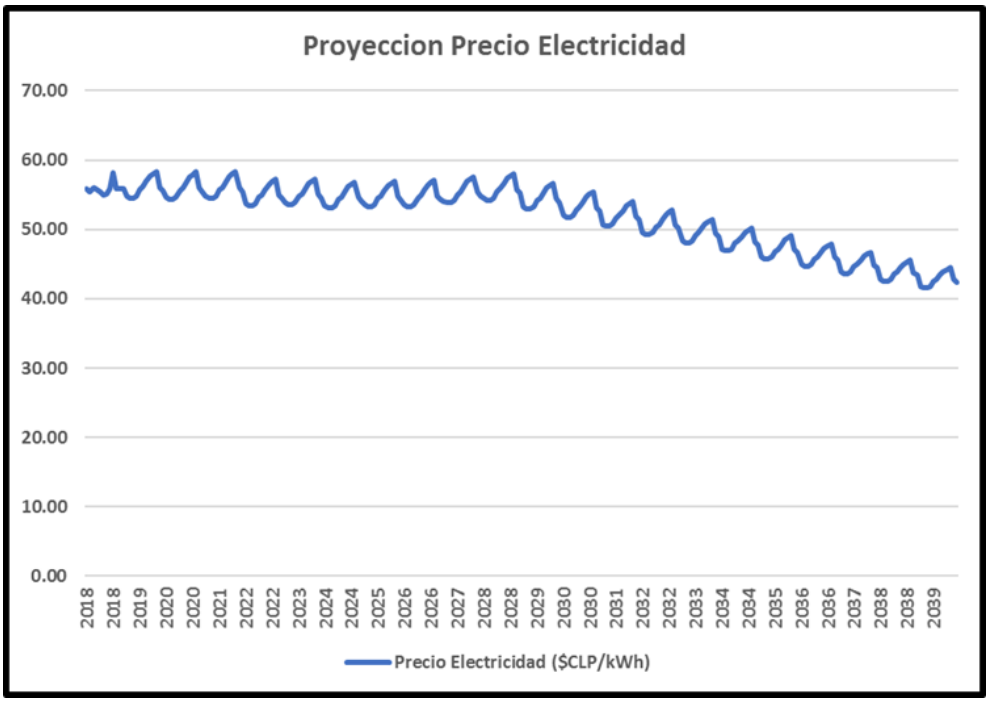

Figura 2-3: Proyección de PMM el Sistema Eléctrico Nacional con resolución mensual, periodo 2019-2039.

2.2.2 PROYECCIÓN VALOR DE POBLACIÓN

Para la estimación del valor proyectado de la población (a nivel nacional) se usa la tendencia definida por el estudio INE (2011), que calculó la población del país al año 2050 usando los datos del Censo 2002. Dado que recién se dispone, desde el año 2018 de la estadística del Censo 2017, no se cuenta con un estudio que proyecte la población del país. De esta forma, y teniendo en cuenta que el Censo 2017 entregó casi 1 millón de personas menos que las estimaciones previas, se ha decidido considerar la tendencia del estudio INE sobre la base del valor 2017. Ello se presenta en la figura siguiente.

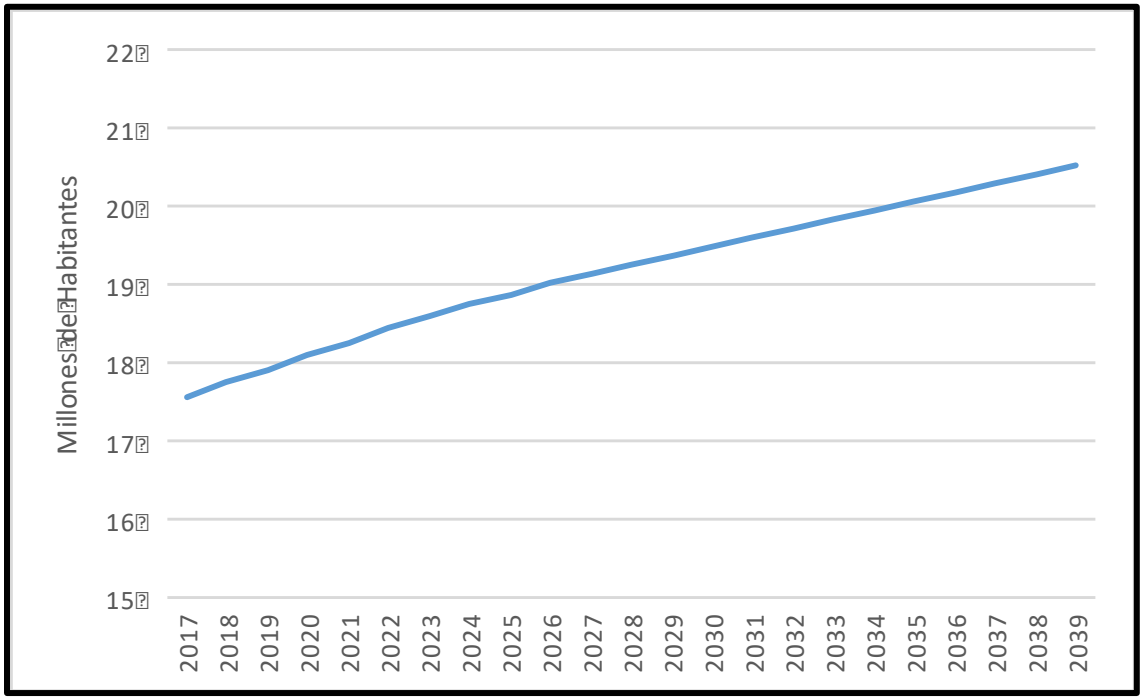

Figura 2-4: Series proyectada de Población Nacional. Fuente: Elaboración propia basado en datos y metodología INE.

Dado que la población también se utiliza a nivel comunal, la proyección de las comunas se calcula tomado en consideración la variación entre los Censos 2012 y 2017.

2.2.3 PROYECCIÓN VALOR DE IMACEC

Para estimar la proyección del IMACEC (incluido el minero y no minero) se usa la proyección de Expectativas Económicas que define el Banco Central para su Informe de Política Monetaria (ver cuadro siguiente). En éste se aprecia el valor del IMACEC, junto con la proyección del PIB para 3 años (al 2020). Estos valores son equivalentes, por lo que la variación del PIB es utilizado como el valor futuro de la tasa de variación del IMACEC.

Expectativas Económicas Octubre 2018

Enviada el 3: Octubre 2018
Plazo de recepción: 9 Octubre 2018

Variable	Mediana	Decil 1	Decil 9	N° respuestas
1.Inflación (variaciones IPC en %)				
En el mes	0.30	0.20	0.40	57
El próximo mes	0.20	0.10	0.30	57
En 11 meses (var. 12 meses)	3.00	2.90	3.30	56
En 23 meses (var. 12 meses)	3.00	3.00	3.00	55
Diciembre 2018	3.00	2.90	3.20	52
Diciembre 2019	3.00	2.90	3.20	57
2.Tasa de Política Monetaria (*)				
En la siguiente reunión	2.50	2.50	2.75	57
En la subsiguiente reunión	2.75	2.50	2.75	57
En 5 meses	3.00	2.75	3.00	57
Diciembre 2018	2.75	2.50	2.75	57
Dentro de 11 meses	3.25	3.00	3.50	56
Dentro de 17 meses	3.50	3.25	4.00	56
Dentro de 23 meses	4.00	3.50	4.25	55
3.Tasa BCU 5 años (%) (*)				
Dentro de 2 meses	1.20	1.10	1.30	50
Dentro de 11 meses	1.40	1.10	1.50	49
Dentro de 23 meses	1.50	1.20	1.80	48
4.Tasa BCP 5 años (%) (*)				
Dentro de 2 meses	4.20	4.00	4.30	50
Dentro de 11 meses	4.40	4.10	4.60	49
Dentro de 23 meses	4.50	4.30	5.00	48
5.Tipo de Cambio ($ por US$1) (*)				
Dentro de 2 meses	665	645	680	56
Dentro de 11 meses	650	620	680	55
Dentro de 23 meses	640	600	685	54
6.IMACEC (variaciones 12 meses)				
Un mes atrás	3.00	2.50	3.50	55
7.IMACEC No Minero (variaciones 12 meses)				
Un mes atrás	3.50	2.80	4.00	43
8.PIB (variaciones 12 meses)				
En el trimestre calendario de la encuesta	3.30	2.80	3.70	55
Diciembre 2018	4.00	3.80	4.20	56
Diciembre 2019	3.70	3.40	3.90	55
Diciembre 2020	3.50	3.00	4.00	49
9.PIB No Minero (variaciones 12 meses)				
En el trimestre calendario de la encuesta	3.50	3.00	4.10	41
Diciembre 2018	4.00	3.80	4.30	41
Diciembre 2019	3.80	3.40	4.00	41
Diciembre 2020	3.60	3.20	4.00	38

(*) Fines de mes.

Fuente: Banco Central.

Figura 2-5: Banco Central, Estrategia On line (10 de octubre de 2018).

Para estimar la tasa de crecimiento del PIB de largo plazo, la metodología utiliza los valores de PIB per cápita (en paridad de poder de compra y valor de moneda constante) de países como Estados Unidos, de Europa, Australia y Nueva Zelanda.

Los valores de referencia para distintos países que pueden ser tomados en consideración para construir esta senda de tasa de crecimiento del PIB se presentan en el cuadro siguiente y han sido recopilados de las bases de datos en línea del Banco Mundial.

Estos datos sirven de referencia para la proyección, a partir de la tasa del año 2020 definida por el Banco Central de Chile, de acuerdo con el cálculo del valor proyectado del PIB per cápita del país.

Luego, a partir de la serie de IMACEC (incluido Minero y No Minero) se estima la proyección mensual de esta variable, considerando las tasas estimadas en el cuadro siguiente y la variación estacional que esta variable posee históricamente.

Tabla 2-3: Proyección PIB, PIB per cápita y tasa de crecimiento para Chile.

	PIB per cápita	PIB MMUSD 2011	Tasa		PIB per cápita	PIB MMUSD 2011	Tasa
2017	24.635	411.053	--	2034	36.245	723.551	3,2%
2018	24.080	427.495	4,0%	2035	37.192	746.704	3,2%
2019	24.725	443.312	3,7%	2036	38.162	770.599	3,2%
2020	25.346	458.828	3,5%	2037	39.159	795.258	3,2%
2021	25.989	474.887	3,5%	2038	40.103	819.116	3,0%
2022	26.656	491.508	3,5%	2039	41.070	843.689	3,0%
2023	27.350	508.711	3,5%	2040	42.302	869.000	3,0%
2024	28.075	526.516	3,5%	2041	43.571	895.070	3,0%
2025	28.834	544.944	3,5%	2042	44.879	921.922	3,0%
2026	29.544	562.382	3,2%	2043	46.225	949.579	3,0%
2027	30.286	580.378	3,2%	2044	47.612	978.067	3,0%
2028	31.060	598.950	3,2%	2045	49.040	1.007.409	3,0%
2029	31.863	618.117	3,2%	2046	50.021	1.027.557	2,0%
2030	32.695	637.896	3,2%	2047	51.021	1.048.108	2,0%
2031	33.549	658.309	3,2%	2048	52.042	1.069.070	2,0%
2032	34.425	679.375	3,2%	2049	53.082	1.090.452	2,0%
2033	35.323	701.115	3,2%	2050	54.144	1.112.261	2,0%

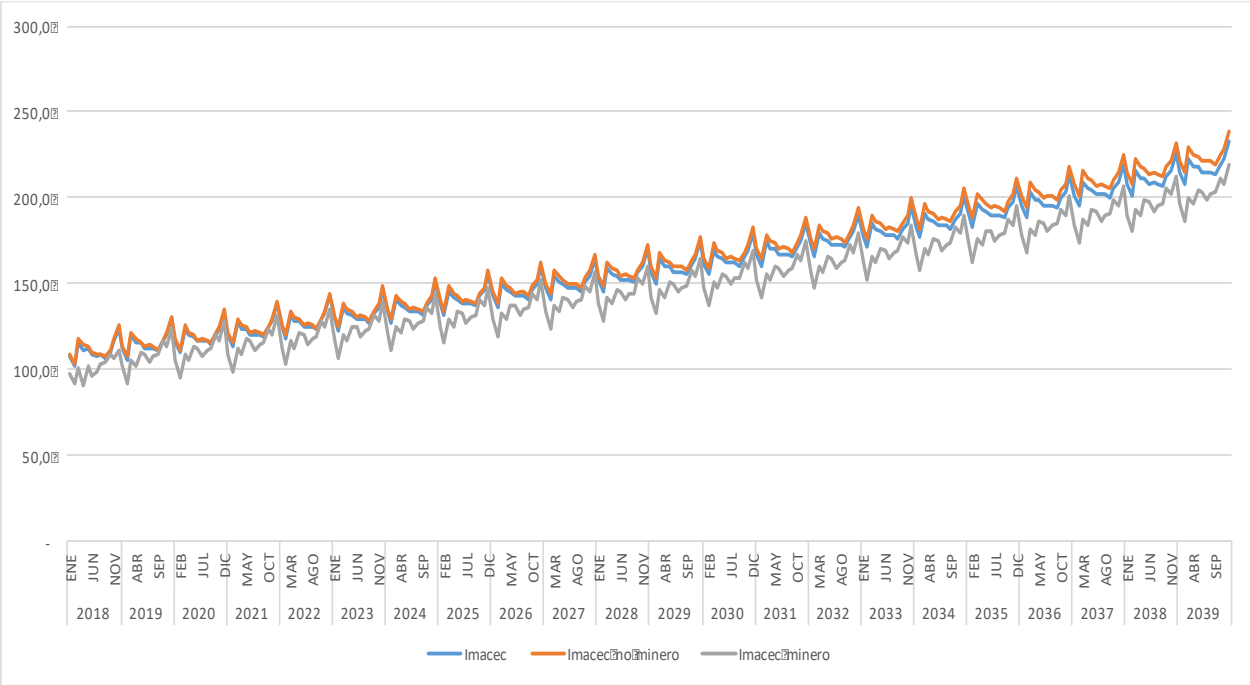

Figura 2-6: Series proyectada de IMACEC, IMACEC minero e IMACEC no minero). Fuente: Elaboración propia.

2.2.4 PROYECCIÓN NÚMERO DE VIVIENDAS

La metodología para proyectar las viviendas considera elementos como el ingreso per cápita proyectado del país y la proyección de población. Esta información, en conjunto con información de referencia de otros países desarrollados, permite considerar como indicador de comparación y *driver* de la proyección el número de personas por vivienda. Este valor, en conjunto con la proyección de habitantes, permite obtener el número de viviendas por ciudad, como un stock que incluye los departamentos y las casas. Para ello se utiliza la proyección del PIB per cápita de la sección anterior.

Tomando como referencia la metodología de (MAPS, 2013), se utilizó el análisis desarrollado en ese estudio para observar hacia qué valor de habitantes por vivienda tendían los países desarrollados, en función de sus ingresos per cápita. En el siguiente gráfico se puede observar que hacia un valor de 40.000 a 50.000 USD se tiene un valor de 2 personas por vivienda, lo cual corresponde al caso de Suecia.

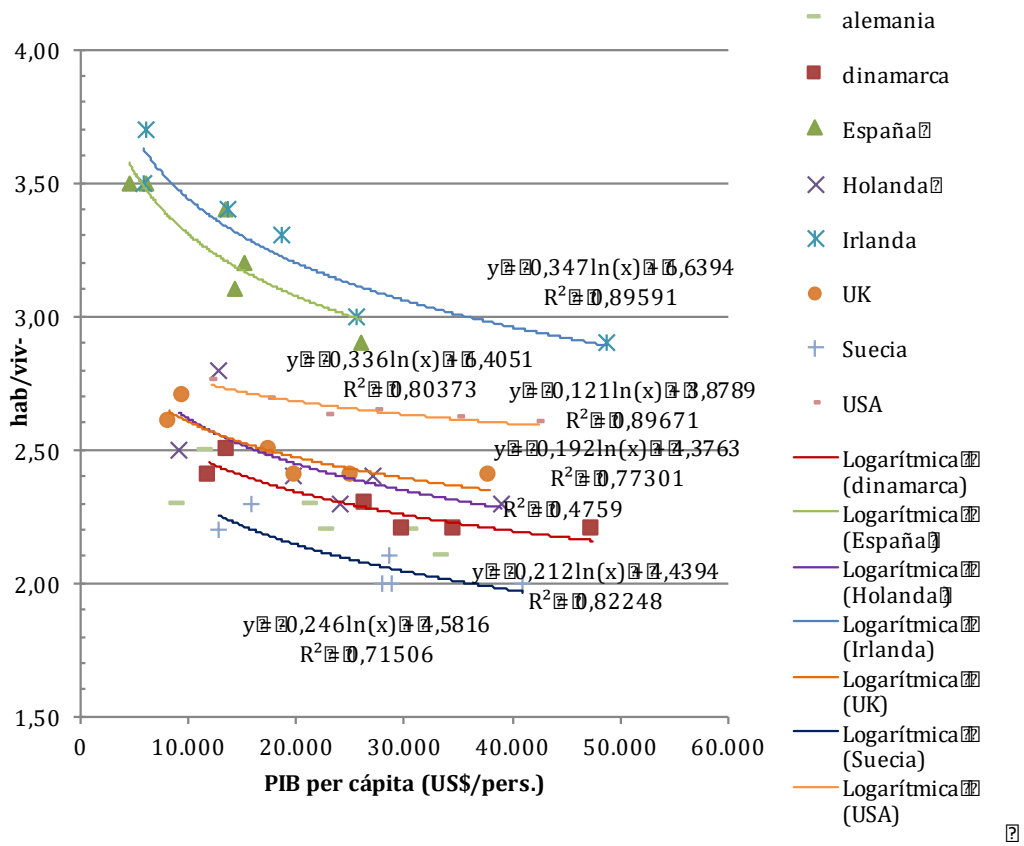

Figura 2-7: Habitantes por vivienda versus PIB per cápita. Fuente: (MAPS, 2013).

Con el objeto de proyectar los habitantes por vivienda, se procedió a utilizar la siguiente fórmula:

$$\frac{hab}{viv_t} = \frac{hab}{viv_t} * (1 - B * g_t)$$

Dónde B corresponde a la elasticidad de habitantes por vivienda e ingreso per cápita, cuyo valor corresponde a 0,29 de acuerdo con el análisis de panel realizado con los datos anteriores (MAPS, 2013).
Para esta ecuación, g corresponde al crecimiento del PIB per cápita anual. A partir de ello, se tiene la siguiente proyección de viviendas a nivel nacional, la cual se desagregará a nivel comunal usando los datos de la tendencia del Censo 2002 y 2017.

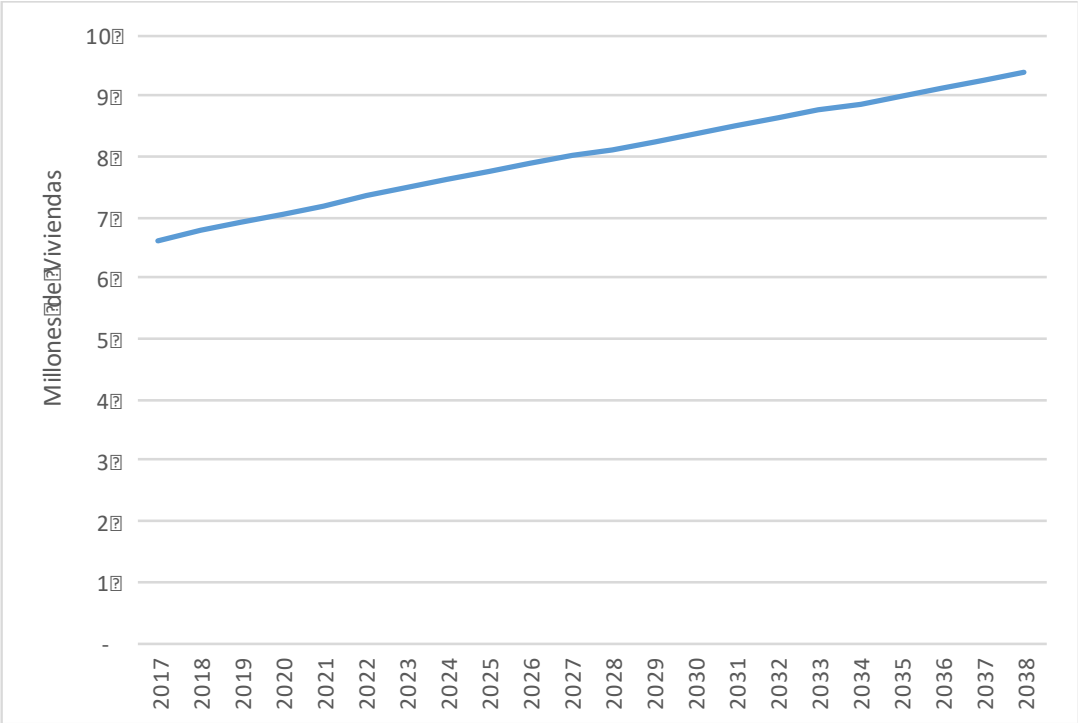

Figura 2-8: Series proyectada de Viviendas Nacional. Fuente: Elaboración propia.

2.2.5 PROYECCIÓN PRODUCCIÓN COBRE

La estimación de la producción futura de cobre se basa en el estudio de COCHILCO (2017), además de información de estudios internacionales (CRU, Brook Hunt, Mackensie, Blomberg, Teck, Rio Tinto, entre otros).
De acuerdo con estas fuentes internacionales, se espera un importante aumento de la demanda mundial de cobre, principalmente impulsado por el incremento del consumo en China (500 mil toneladas de cobre por año al 2020), entre otras razones, por el desarrollo de redes eléctricas y su meta de 5 millones de vehículos eléctricos al año 2020 (ver figura siguiente).

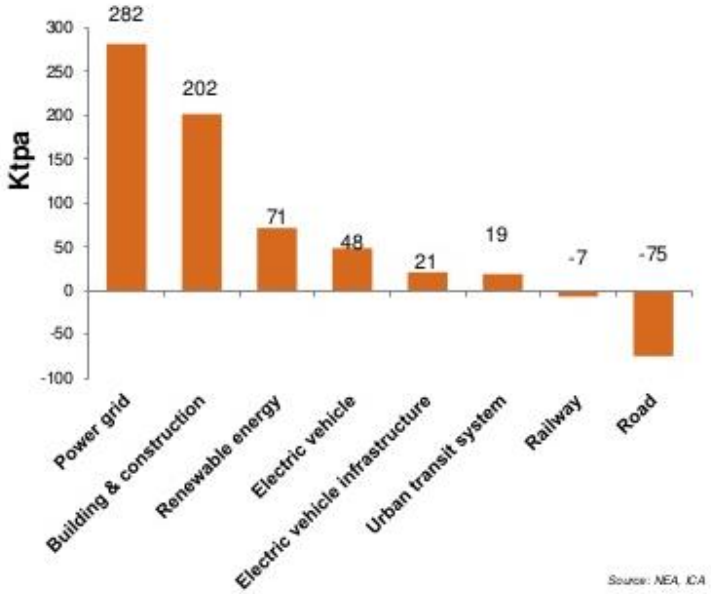

Figura 2-9: Crecimiento de la demanda de cobre en China en diversos sectores. Fuente: Teck, 2017.

Por otro lado, la información de proyectos de COCHILCO y su ubicación a nivel regional permite estimar la proyección de la producción de cobre para las regiones productoras del país. Ello se presenta en el siguiente cuadro.

Tabla 2-4: Producción de cobre proyectada con desagregación regional.

Producción Regional (MTF)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Arica y Parinacota	12,0	11,7	13,6	13,4	13,0	13,4						
Tarapacá	642,2	586,4	575,3	602,4	612,9	684,4	663,5	718,4	706,4	707,9	701,8	711,0
Antofagasta	3.063,3	3.103,2	3.296,0	3.384,6	3.450,0	3.342,8	3.364,2	3.362,0	3.229,6	3.178,8	3.171,1	3.239,5
Atacama	357,7	564,4	584,7	600,5	617,2	729,9	823,0	784,3	809,9	819,3	816,9	828,7
Coquimbo	380,4	392,0	403,0	408,9	440,5	476,9	488,5	500,2	499,7	499,2	489,8	492,2
Valparaíso	234,9	301,2	278,5	250,1	230,9	233,8	275,2	259,7	308,1	381,8	346,8	378,9
RM	348,7	377,6	380,4	379,8	378,5	377,6	372,1	382,3	384,2	387,3	400,2	353,4
O`Higgins	464,3	419,3	402,1	384,2	372,1	301,0	322,5	316,8	262,4	263,1	290,0	320,7
Total	**5.503,5**	**5.755,8**	**5.933,6**	**6.023,9**	**6.115,1**	**6.159,8**	**6.309,0**	**6.323,7**	**6.200,3**	**6.237,4**	**6.216,6**	**6.324,4**

Producción Regional (MTF)	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Arica y Parinacota											
Tarapacá	693,2	718,2	743,2	768,2	793,2	818,1	843,1	868,1	893,1	918,1	943,1
Antofagasta	3.158,4	3.272,3	3.386,1	3.500,0	3.613,8	3.727,6	3.841,5	3.955,3	4.069,2	4.183,0	4.296,9
Atacama	808,0	837,1	866,2	895,3	924,5	953,6	982,7	1.011,8	1.040,9	1.070,1	1.099,2
Coquimbo	479,9	497,2	514,5	531,8	549,1	566,4	583,7	601,0	618,3	635,6	652,9
Valparaíso	369,4	382,7	396,0	409,4	422,7	436,0	449,3	462,6	475,9	489,3	502,6
RM	344,6	357,0	369,4	381,8	394,2	406,7	419,1	431,5	443,9	456,3	468,8
O`Higgins	312,7	323,9	335,2	346,5	357,8	369,0	380,3	391,6	402,8	414,1	425,4
Total	**6.166,1**	**6.388,4**	**6.610,6**	**6.832,9**	**7.055,1**	**7.277,4**	**7.499,7**	**7.721,9**	**7.944,2**	**8.166,4**	**8.388,7**

2.3 MODELACIÓN DE LA DEMANDA

La modelación de la demanda es definida principalmente por los enfoques de largo y mediano plazo que cada uno de los estudios realizados por el Coordinador posee.

En general, los estudios de largo plazo requieren un menor detalle en la desagregación de los consumos, pero mayor detalle en la distribución horaria de los consumos energéticos y de potencia en cada punto de interés en el sistema, lo cual se realiza construyendo perfiles de demanda anuales.

Por otro lado, los estudios de mediano plazo requieren mayor detalle en la desagregación de los consumos, con enfoque en obtener el consumo de potencia que genera la mayor exigencia en los sistemas de transmisión en estudio, lo cual se realiza obteniendo las demandas punta locales y coincidentes.

En ambos casos, se utilizan los datos históricos del año anterior a la realización del estudio (año base), los cuales son proyectados de acuerdo con las previsiones energéticas.

2.3.1 PERFILES DE DEMANDA

Principalmente para los estudios de largo plazo del sistema de transmisión, se generan perfiles típicos de potencia media horaria para cada día definido, los cuales son: lunes[1], trabajo (martes a viernes), sábado y domingo. Estos perfiles se determinan en base a las demandas horarias reales del año anterior, para cada mes y día tipo, para cada barra de consumo modelada, con la finalidad de representar la distribución espacial y temporal de la demanda proyectada.

A modo de ejemplo, en la figura 2-10 se presenta el perfil de demanda de la barra Diego de Almagro 220 kV para los meses de enero a marzo, expresados en MW.

		ENERO				FEBRERO				MARZO			
INDUSTRIAL	HORA	DO	LU	SA	TR	DO	LU	SA	TR	DO	LU	SA	TR
DAlmagro220	1	35,3	36,3	35,9	33,2	34,0	35,4	33,1	32,6	29,0	27,0	29,3	29,7
	2	35,3	36,2	35,0	33,5	34,4	35,7	33,5	31,8	29,0	27,7	29,9	28,5
	3	34,2	34,9	34,7	33,6	33,8	34,8	33,7	31,9	28,1	28,3	29,5	27,7
	4	35,1	34,9	35,1	33,4	33,9	34,7	33,1	32,0	27,2	28,5	28,3	25,9
	5	35,5	35,9	35,2	33,2	34,9	34,1	33,4	31,8	27,4	28,7	29,1	26,5
	6	36,3	36,1	35,3	33,2	34,7	34,5	33,5	31,7	27,5	29,2	28,9	26,3
	7	36,4	35,8	35,6	33,4	35,2	34,3	33,4	32,0	26,7	29,3	27,6	26,3
	8	35,7	35,8	35,2	32,0	34,9	33,4	33,2	31,0	27,1	28,8	26,9	26,1
	9	33,9	32,3	34,4	30,7	33,0	33,2	31,4	29,6	25,5	27,9	26,3	24,9
	10	33,0	31,8	32,7	29,9	33,6	32,6	33,2	28,7	26,7	27,7	26,4	24,6
	11	34,0	31,9	33,6	29,7	34,5	32,9	32,7	28,7	27,6	27,5	25,4	24,2
	12	33,5	32,7	33,2	30,2	34,4	32,3	32,8	28,6	27,8	28,3	25,3	24,2
	13	33,8	32,8	33,0	30,0	33,4	32,5	32,2	28,2	27,5	28,0	26,2	24,1
	14	33,7	33,3	32,7	30,8	34,3	32,6	32,7	28,1	28,5	28,5	27,0	25,0
	15	34,1	32,4	32,7	31,5	34,3	30,5	32,8	28,3	29,2	28,6	26,0	25,6
	16	33,8	32,1	32,4	31,0	34,5	29,0	32,7	29,0	28,3	28,5	26,4	25,9
	17	33,3	33,0	33,7	31,2	33,8	29,5	29,5	30,1	28,0	28,0	26,7	26,0
	18	33,7	33,1	32,9	31,3	34,6	30,0	29,3	30,1	28,0	27,5	26,6	26,5
	19	33,0	33,4	33,9	31,7	34,4	29,5	32,3	30,4	28,7	28,5	27,3	26,7
	20	32,3	34,7	33,9	31,8	34,4	29,5	32,6	30,8	28,7	28,2	26,7	27,0
	21	33,9	35,7	34,9	31,9	34,0	30,9	33,0	31,0	29,1	28,7	26,7	27,2
	22	35,3	36,1	35,9	32,9	34,5	31,3	33,7	32,1	28,8	29,3	27,2	27,8
	23	35,4	36,1	35,2	33,1	34,4	31,0	33,2	32,7	28,5	28,9	27,5	27,1
	24	36,1	36,3	35,3	32,9	35,6	31,3	33,3	33,3	28,1	30,1	28,1	27,7

Figura 2-10: Demanda horaria de Diego de Almagro 220 kV para cada día tipo de enero a marzo.

[1] El día tipo lunes se distingue de los otros días de trabajo principalmente debido a la diferencia que existe en las horas de la madrugada.

A partir de estos perfiles se construyen curvas de carga mensual para todo el horizonte de proyección, de acuerdo con la composición de días tipo de cada mes de cada año en el horizonte. De esta forma, a partir de la composición de cada día tipo de cada mes, y reemplazando los feriados como día tipo domingo, se generan las curvas de carga con resolución horaria para todo el periodo de estudio, las cuales son finalmente ponderadas de acuerdo con las tasas de proyección de demanda para cada barra.

2.3.2 DEMANDA PUNTA REPRESENTATIVA

Principalmente para los análisis de mediano plazo de los sistemas de transmisión zonal, se utilizan demandas máximas que representan el punto de mayor exigencia de estos sistemas en el año base.

Para la obtención de las demandas máximas es necesario analizar las curvas de demanda, ya sea en los puntos de abastecimiento (Transformadores AT/MT de subestaciones primarias abasteciendo redes de distribución), o agregando los consumos por subzonas del sistema para el análisis de demandas coincidentes. Esto con el objetivo de eliminar de las muestras aquellos datos erróneos o atípicos (*outlier*) que generen demandas máximas no representativas de los comportamientos de los consumos en cada zona.

Para la obtención de valores representativos, se obtienen distintos puntos de las curvas de demanda, los cuales son comparados entre sí, tanto en magnitud como en temporalidad, de tal manera de estimar el rango de dispersión de los datos de interés en la curva.

2.3.2.1 Demanda Máxima Local

Las demandas máximas locales corresponden al valor que representan la mayor exigencia vista en un punto de abastecimiento de consumos, como son los transformadores AT/MT de subestaciones primarias que abastecen redes de distribución.

Como se mencionó anteriormente, para la obtención de valores representativos de las demandas máximas, se obtienen distintos puntos en cada curva. En general, estos puntos corresponden al valor máximo y a los siguientes 4 valores más altos en el año base, además se obtiene el percentil 90 de cada curva.
Para cada uno de los valores obtenidos se compara su magnitud y su fecha de ocurrencia (Datos estimados a la baja para el caso del percentil 90).

A modo de ejemplo, en la siguiente figura se observa la curva de demanda horaria de un transformador AT/MT de una subestación primaria.

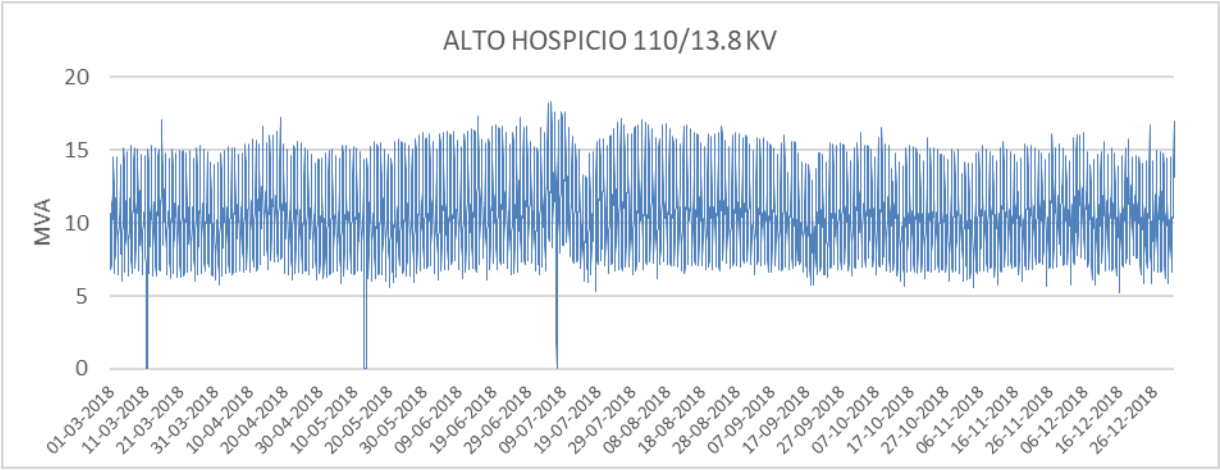

Figura 2-11: Curva de demanda horaria Transformador Alto Hospicio 110/13,8 kV.

A continuación, se presenta una estimación de la distribución de los datos y la tabla de valores utilizados para estimar la máxima representativa.

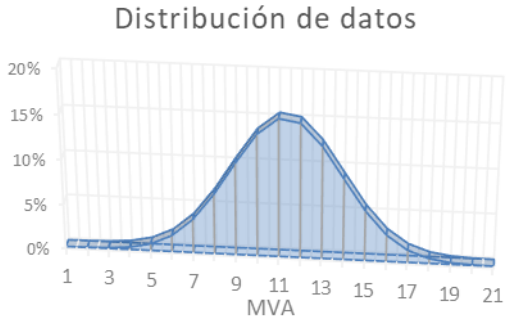

Figura 2-12: Distribución de datos de demanda horaria anual

Tabla 2-5: Datos observados

Valor	MVA	Fecha Ocurrencia
Máxima	18,31	2018-07-05 20:00:00
2° Hora más alta	18,19	2018-07-04 20:00:00
3° Hora más alta	18,15	2018-07-04 19:00:00
4° Hora más alta	18,14	2018-07-05 19:00:00
Percentil 90	14,27	2018-09-29 21:00:00

En este ejemplo, puede observarse que el valor máximo y los valores más altos consecutivos se encuentran en el mismo mes, con magnitudes y fechas próximas.
Además, el percentil 90 nos indica que los valores de demanda se encuentran sobre 14,27 MVA un 10% del tiempo (876 horas no necesariamente consecutivas), lo que nos sugiere junto con el valor máximo, que los valores superiores a 14,27 MVA no presentan escalones superiores a 4 MVA aproximadamente. Esto sirve para estimar si existen estados operativos transitorios (Como respaldos a través de redes de distribución) lo cual puede corroborarse observando la ausencia aumentos escalonados en la curva de demanda horaria del año base.

De estos datos, es posible seleccionar el valor máximo de 18,31 MVA como representativo, debido a la baja dispersión observada en los valores.

En caso de que los datos de la curva de demanda sugieran una gran dispersión, se realiza un análisis por periodos para verificar con mayor profundidad los valores obtenidos, lo que permite identificar la existencia de estados operativos transitorios o datos erróneos.

2.3.2.2 Demanda Máxima Coincidente

Las demandas máximas coincidentes corresponden al valor que representa la mayor exigencia vista para un subsistema especifico, lo cual es especialmente relevante en el análisis de los sistemas zonales.

Para determinar las demandas máximas coincidentes, se agregan las demandas presentes en zonas definidas del sistema de transmisión. Luego se analiza la curva resultante en distintos escenarios, lo que permite analizar la variabilidad de las capacidades de líneas en distintas condiciones, dado por las diferencias de temperatura en cada periodo del año.

Al igual que para las demandas locales, la obtención de valores representativos de las demandas máximas coincidentes se realiza a través de análisis de las curvas para cada subperiodo establecido por los escenarios de demanda.

Los escenarios se formulan de acuerdo con los puntos típicos de mayor temperatura en cada periodo del año, para posteriormente utilizar los datos de temperatura presentes en los puntos de demanda obtenidos en cada zona.
En los análisis de los sistemas de transmisión zonal, los escenarios definidos corresponden a los siguientes:

Tabla 2-6: Escenarios de demanda zonal.

Escenario	Periodo Mensual	Periodo Horario
Verano Día	Enero a Marzo y de Octubre a Diciembre	10 – 18 Hrs
Verano Noche	Enero a Marzo y de Octubre a Diciembre	19 – 23 Hrs
Invierno Día	Entre Abril y Septiembre	10 – 18 Hrs
Verano Día	Entre Abril y Septiembre	19 – 23 Hrs

A modo de ejemplo, en la siguiente imagen pueden observarse las distintas curvas de demanda que componen una zona definida.

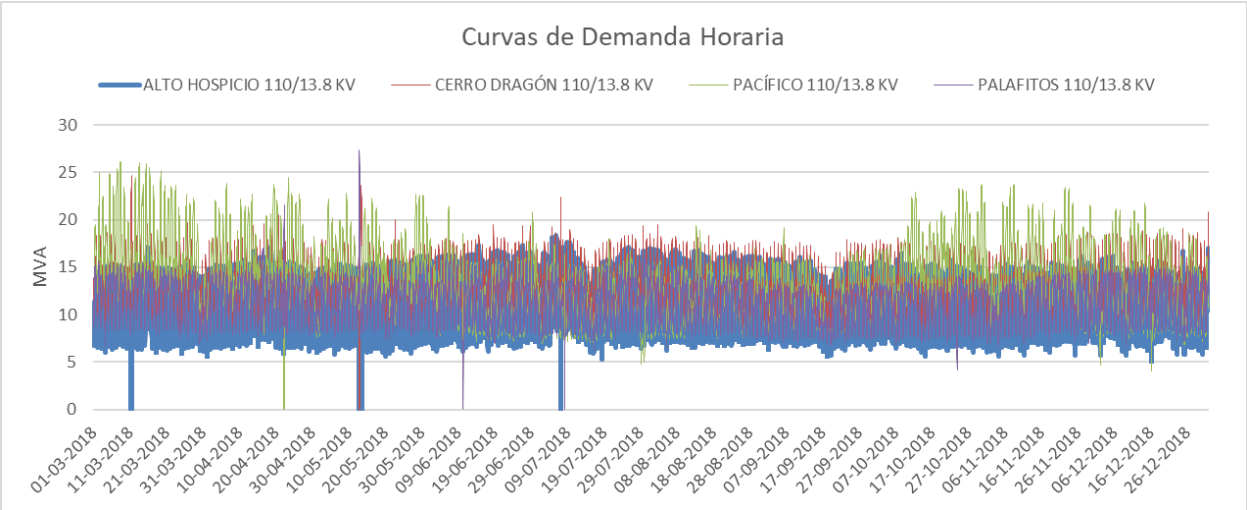

Figura 2-13: Curvas de demanda horaria.

Luego en la siguiente figura se observa la curva de demanda agregada, ordenada por los escenarios definidos.

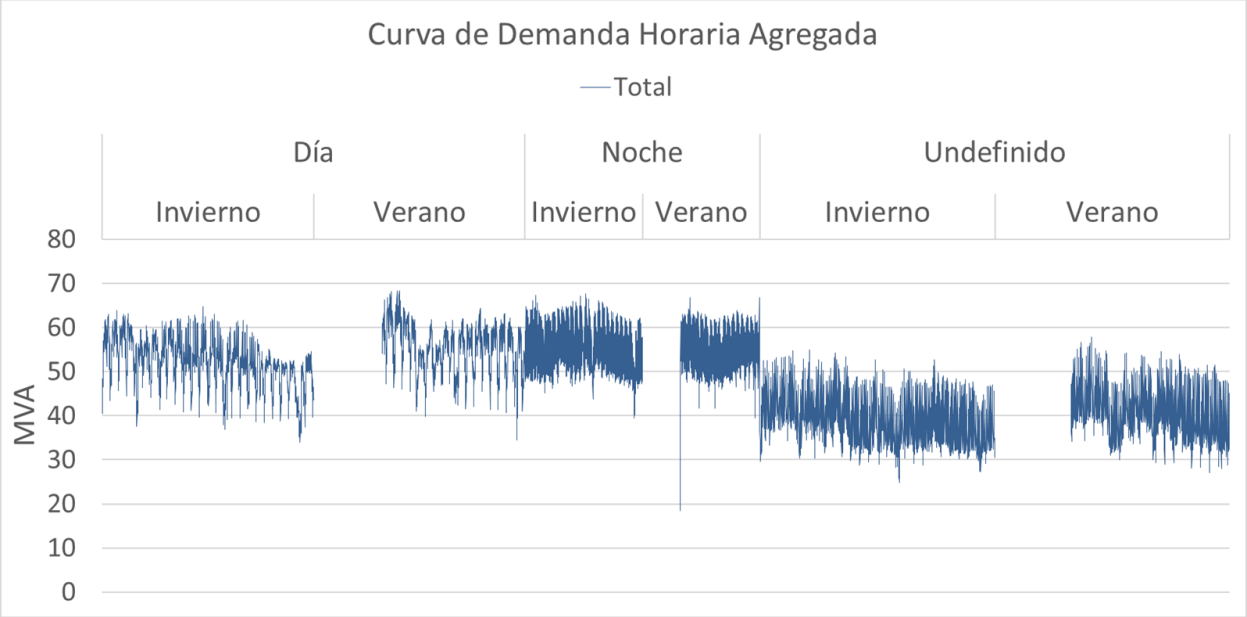

Figura 2-14: Curva agregada de demanda horaria.

Al igual que para las demandas locales, se comparan distintos valores para determinar una demanda máxima coincidente representativa.

En este caso se comparan los percentiles 90 de cada subperiodo, con el valor máximo obtenido para cada escenario.

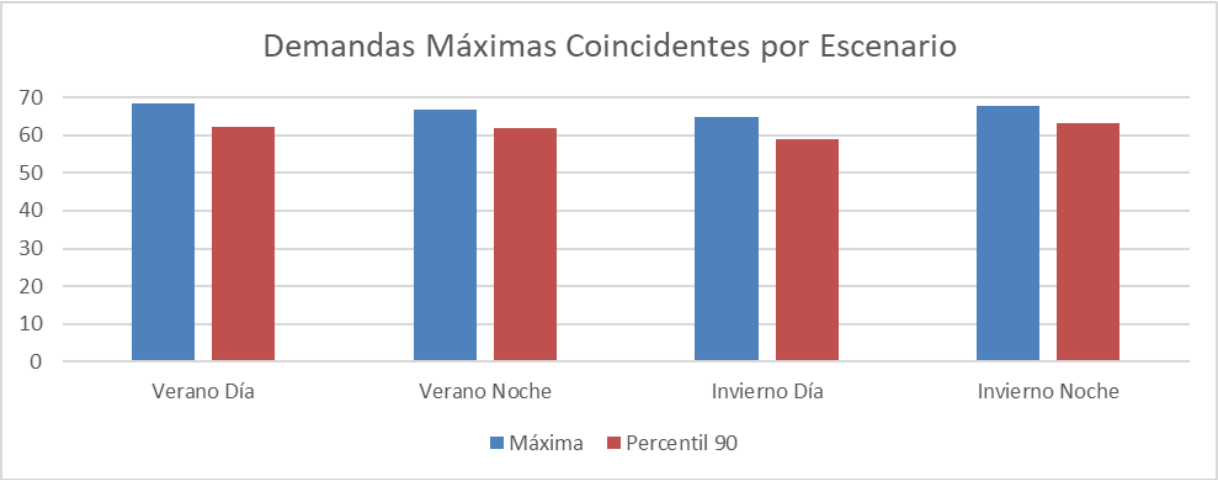

Figura 2-15: Demanda máximas coincidentes.

De esta figura se puede observar la proximidad de los valores máximos a los percentiles 90 de cada escenario, por lo que se consideran como valores representativos de los máximos coincidentes.

3 DEMANDA 2019 – 2039

Este capítulo presenta las proyecciones de variables explicativas y de demanda para el periodo 2019 – 2039.

3.1 PROYECCIÓN DE VARIABLES EXPLICATIVAS

3.1.1 IMACEC

Este indicador, fue proyectado mensualmente en todo el horizonte 2019 – 2039 y utilizado posteriormente en los modelos de proyección, acorde a la metodología descrita anteriormente.

En la siguiente figura se grafican las tres series de proyecciones con resolución mensual de IMACEC.

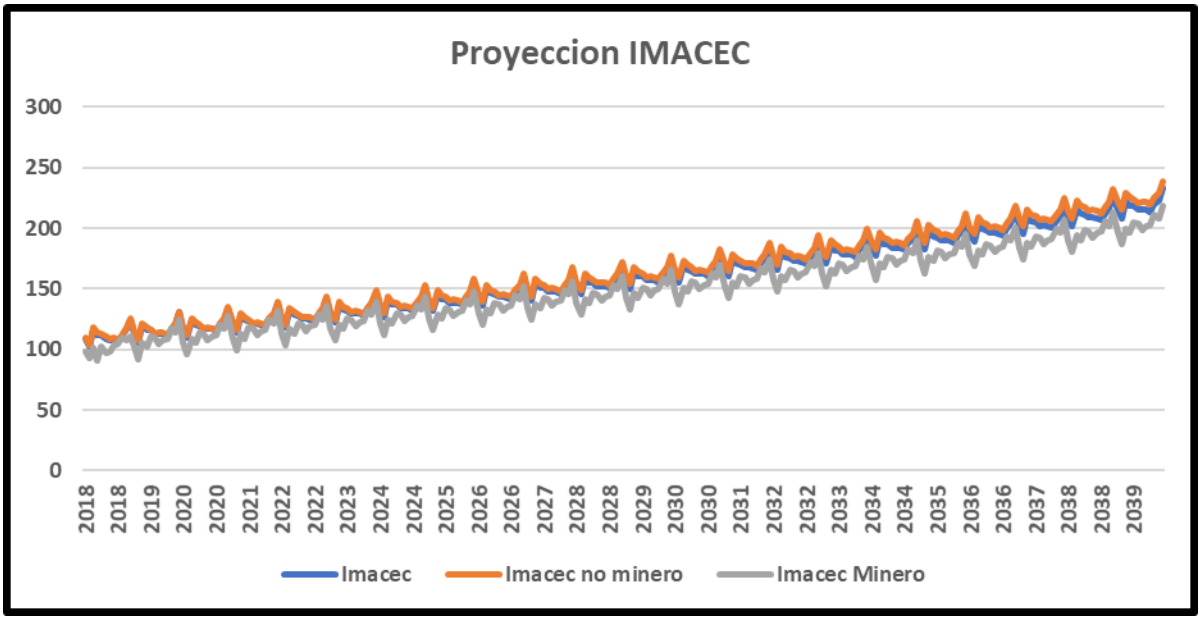

Figura 3-1: Evolución IMACEC Chile enero de 2016 a marzo de 2018.

3.1.2 POBLACIÓN

Los valores de población y número de viviendas utilizados en los modelos de proyección de demanda de clientes regulados se gráfica a continuación.

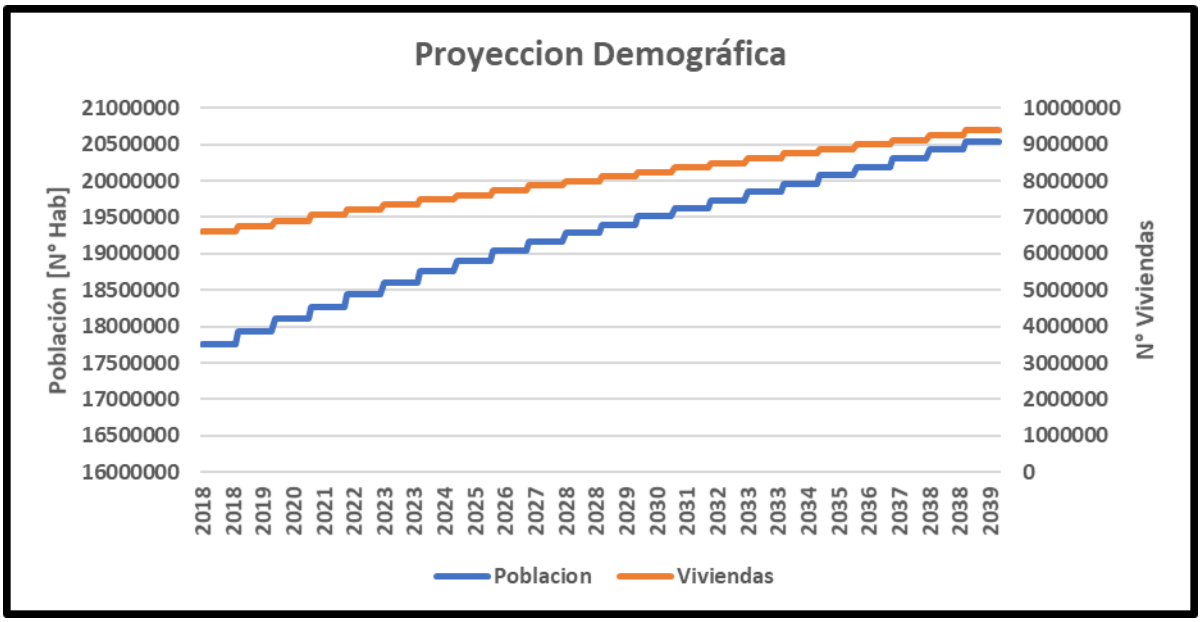

Figura 3-2: Proyección población de Chile (INE - CEPAL).

3.1.3 PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

Siguiendo la metodología indicada, la proyección de los precios de electricidad es la graficada a continuación.

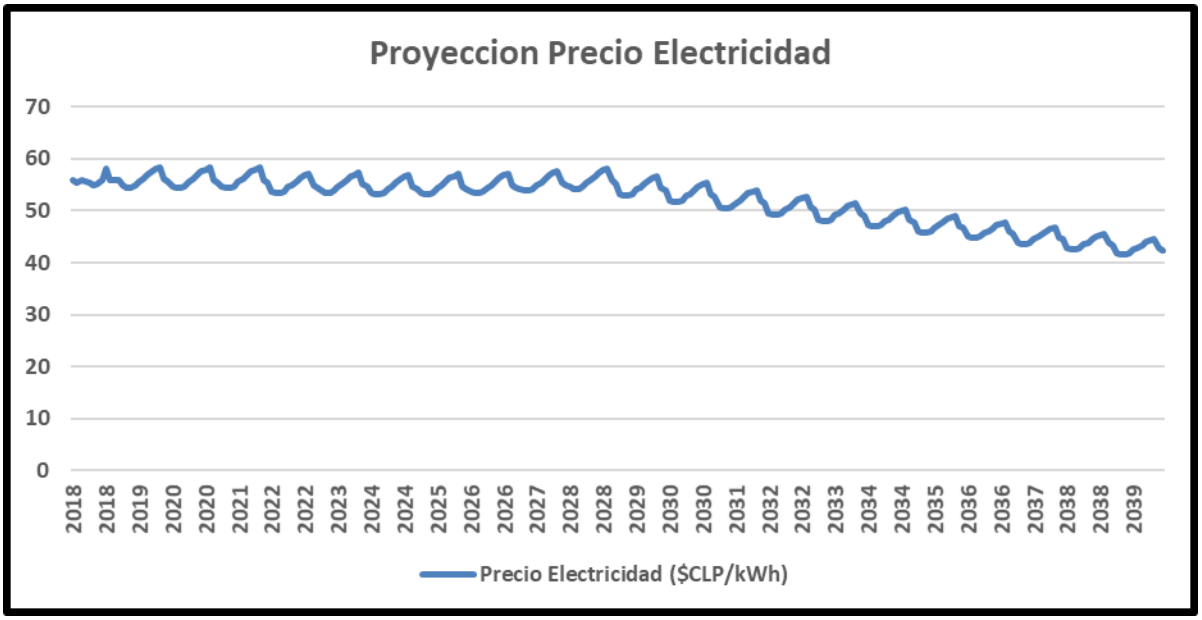

Figura 3-3: Proyección precio electricidad [$CLP/kWh].

3.1.4 ENCUESTA CLIENTES INDUSTRIALES

La encuesta a clientes industriales fue solicitada por medio de la carta DE 01981-19 enviada el 9 de abril de 2019, en la cual se solicitaron las previsiones de energía y potencia máxima mensual para el periodo 2019 – 2039.

En las previsiones, se consideraron las encuestas recibidas hasta el 31 de junio de 2019, y se utilizó la información de encuestas anteriores para aquellas empresas de las que no se recibió información.

El listado de empresas que respondieron la encuesta se encuentra en el Anexo A de este informe.

Además, se destaca que se utilizaron las encuestas recibidas previo al 2018 en la generación de los modelos de previsión de demanda para los Clientes Libre Cobre.

3.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2019 – 2039

En esta sección se presentan los resultados de la proyección de demanda 2019 a 2039, considerados en el desarrollo de la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Eléctrico Nacional del Coordinador.

3.2.1 DEMANDA NACIONAL

En la siguiente figura se muestra la evolución de la demanda proyectada de energía en el periodo 2019 – 2039 para los tipos de clientes definidos en la metodología (Vegetativos, Industriales, Grandes Clientes). Las series completas de proyecciones nacionales se encuentran en el Anexo B de este informe.

Figura 3-4: Proyección de Demanda Nacional de Energía 2019 – 2039.

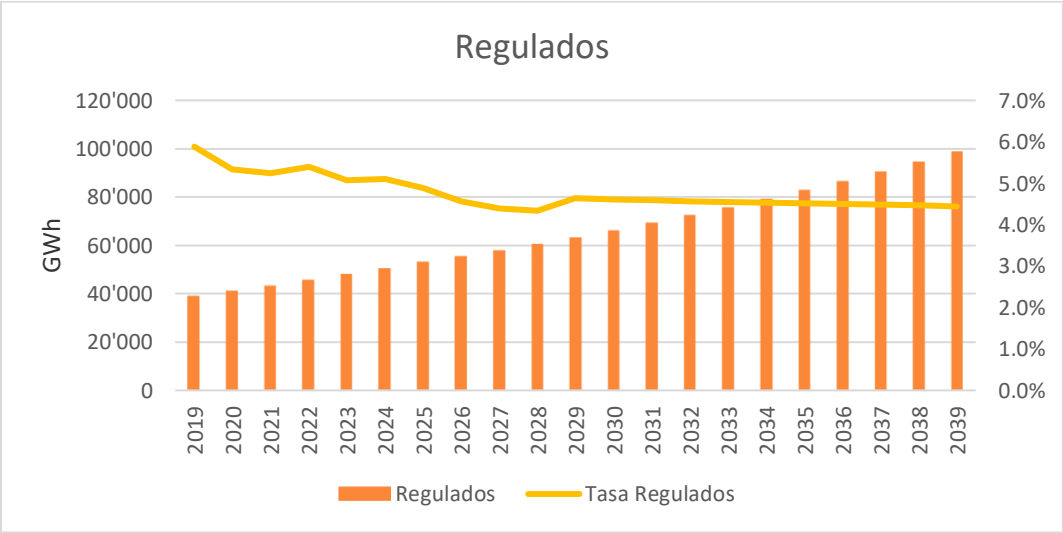

Figura 3-5: Proyección de Demanda Nacional de Energía de Clientes Regulados 2019 – 2039.

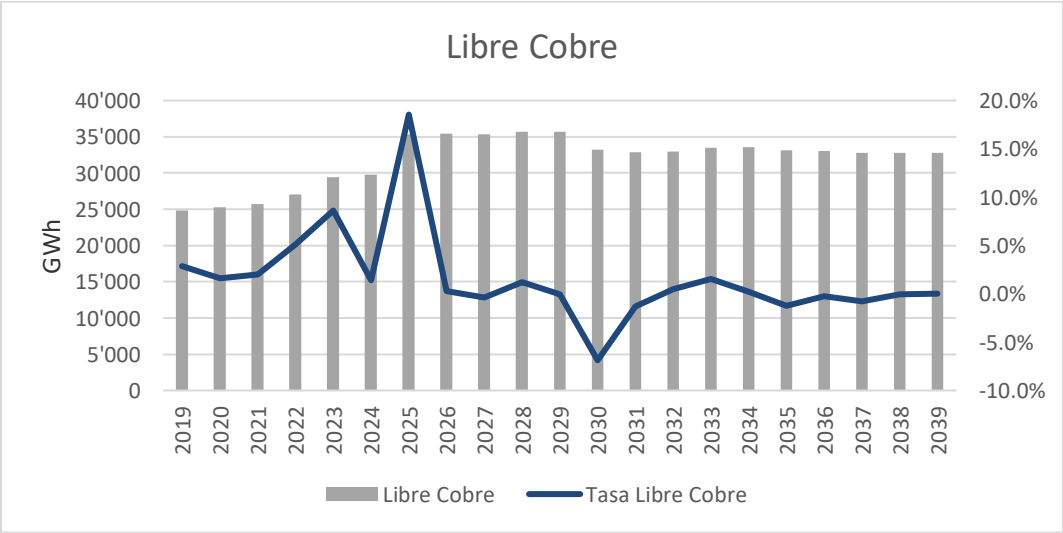

Figura 3-6: Proyección de Demanda Nacional de Energía de Clientes Libres Cobre 2019 – 2039.

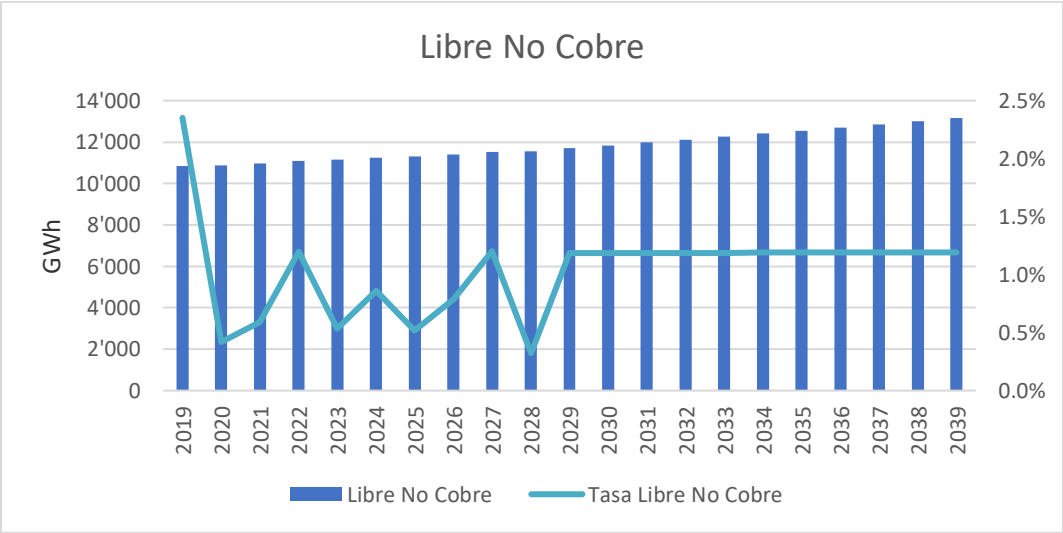

Figura 3-7: Proyección de Demanda Nacional de Energía de Clientes Libres No Cobre 2019 – 2039.

3.2.2 DEMANDA REGIONAL

En las siguientes figuras se presentan las proyecciones y tasas de crecimiento de demanda eléctrica por tipo de cliente agregadas anualmente en el periodo 2019 – 2039 para cada región del país.
Las series completas de proyecciones regionales se encuentran en el Anexo C de este informe.

3.2.2.1 Región de Arica y Parinacota

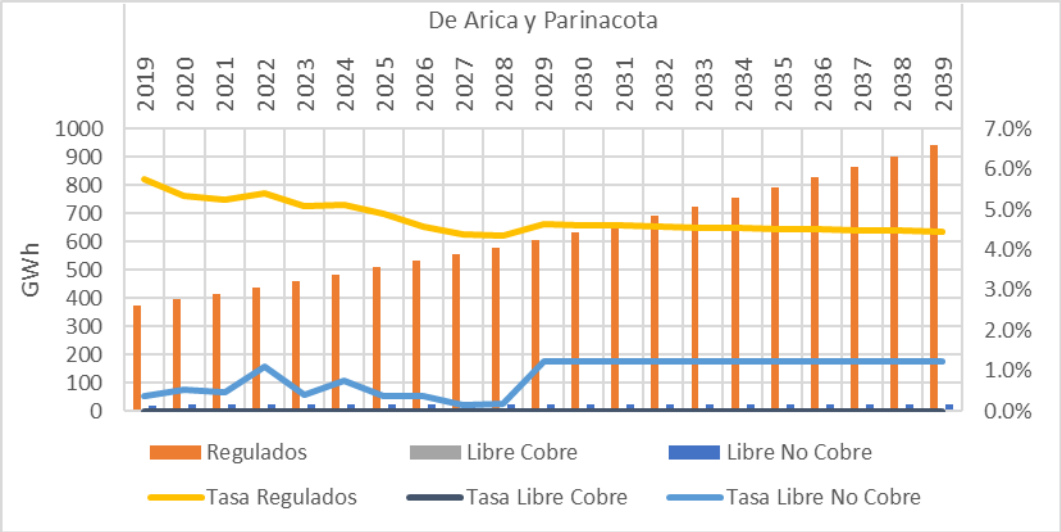

Figura 3-8: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Arica y Parinacota.

3.2.2.2 Región de Tarapacá

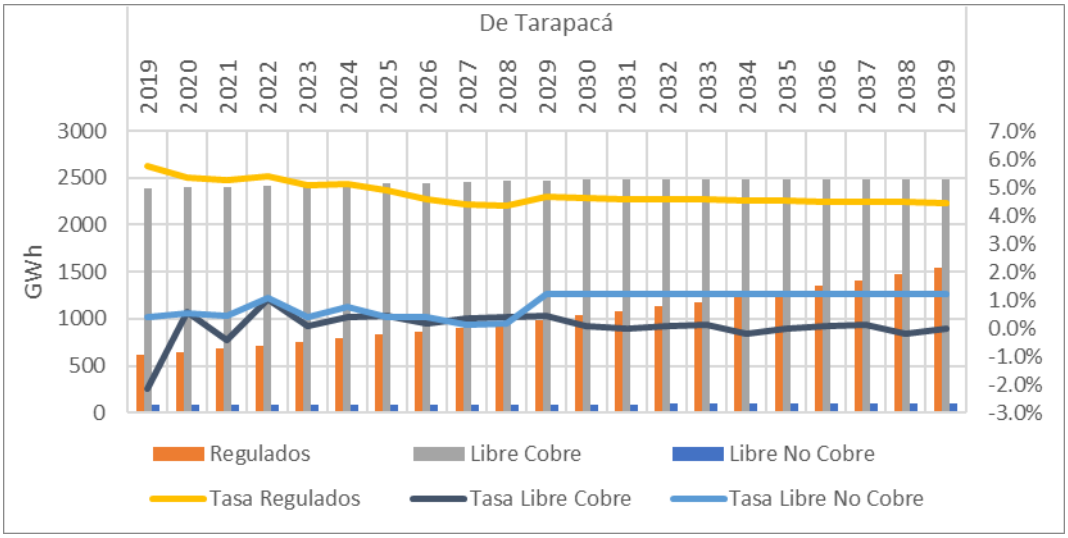

Figura 3-9: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Tarapacá.

3.2.2.3 Región de Antofagasta

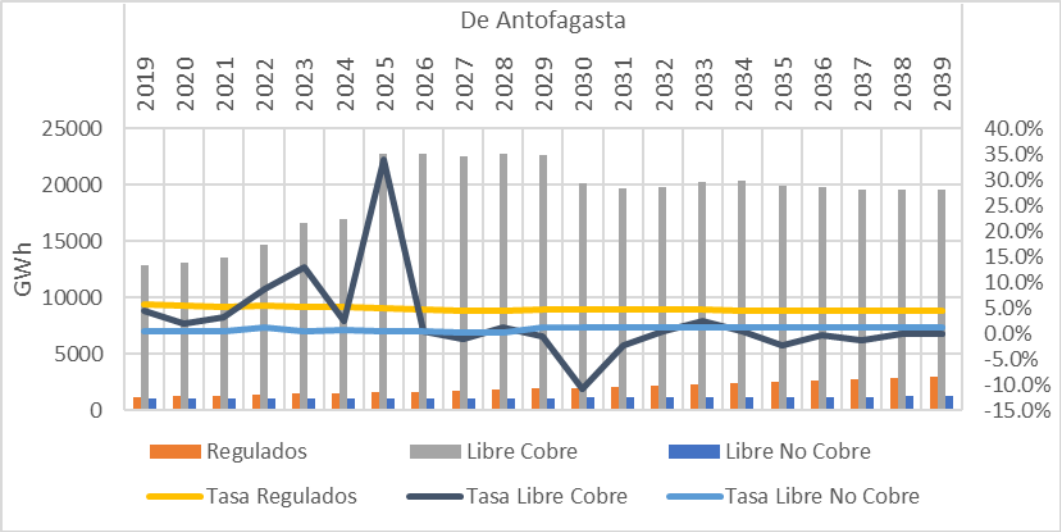

Figura 3-10: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Antofagasta.

3.2.2.4 Región de Atacama

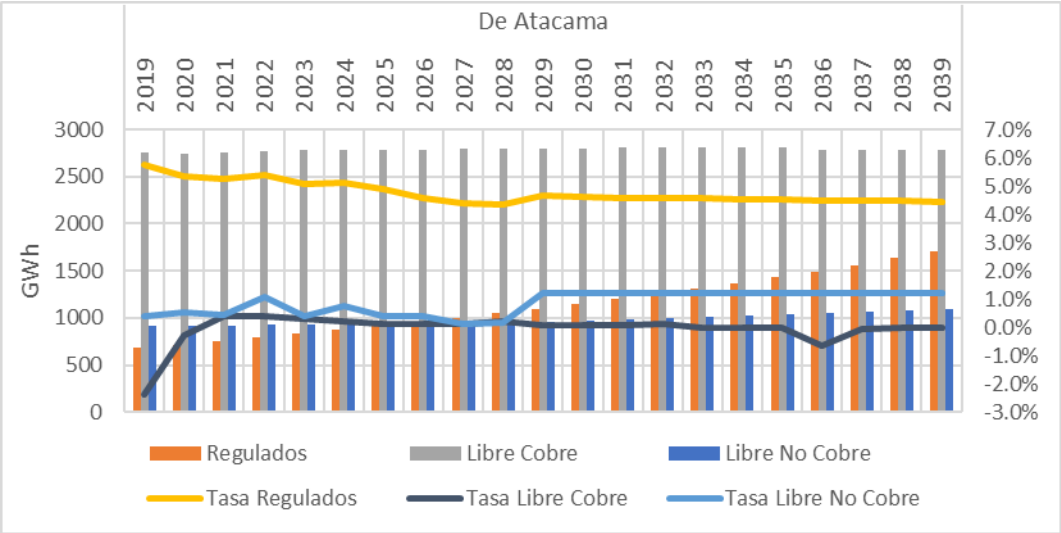

Figura 3-11: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Atacama.

3.2.2.5 Región de Coquimbo

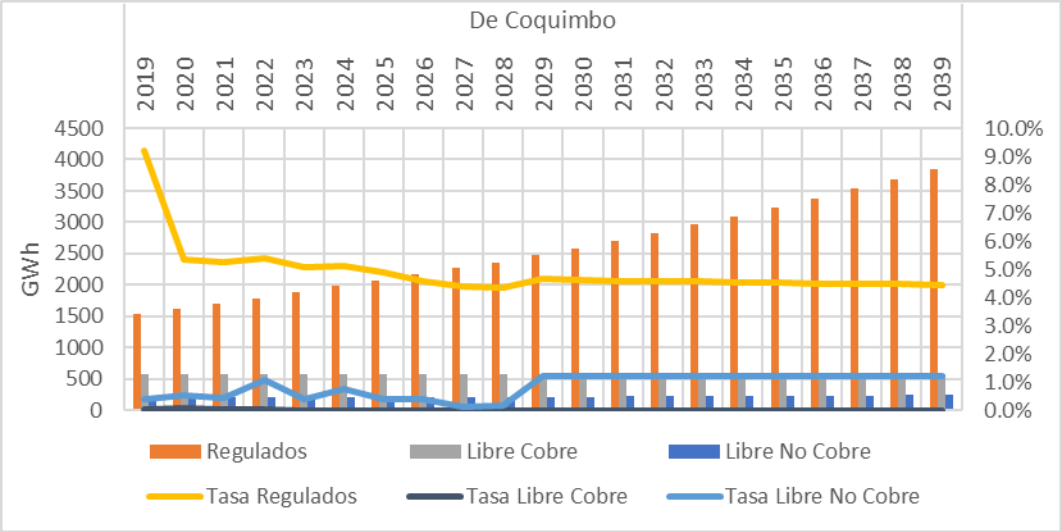

Figura 3-12: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Coquimbo.

3.2.2.6 Región de Valparaíso

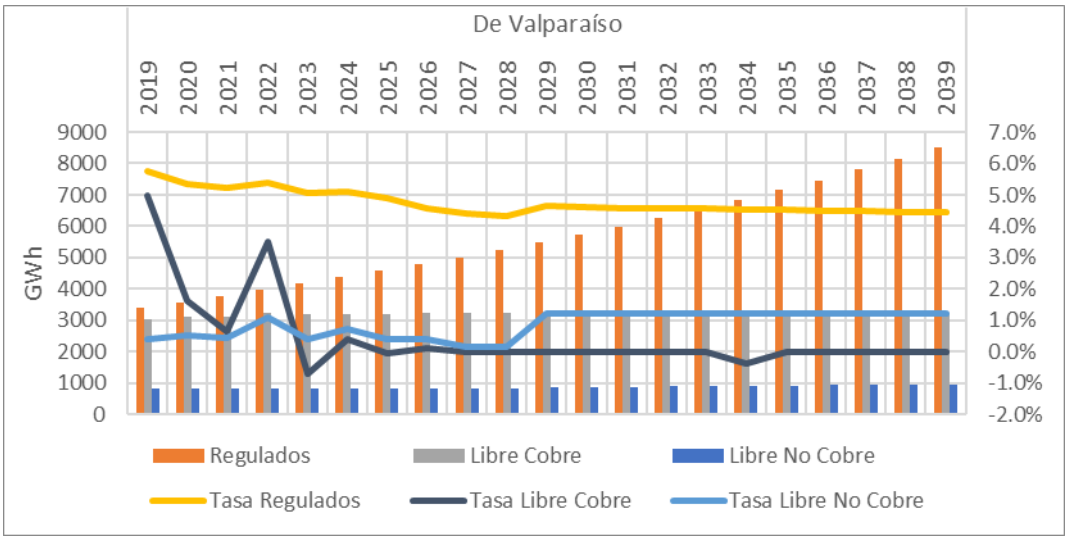

Figura 3-13: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Valparaíso.

3.2.2.7 Región Metropolitana de Santiago

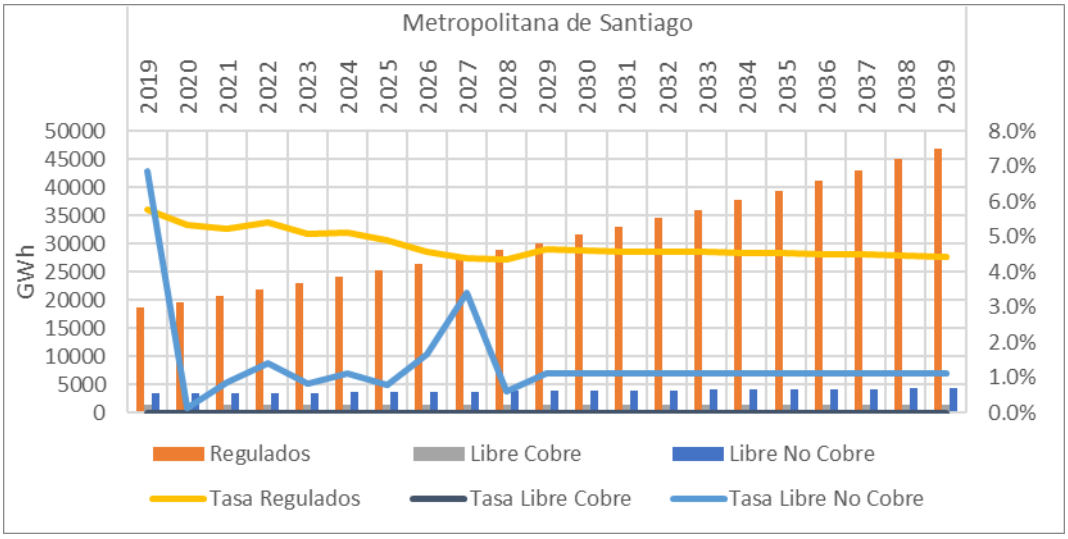

Figura 3-14: Previsión de Demanda Eléctrica Región Metropolitana de Santiago.

3.2.2.8 Región del Libertador B. O'Higgins

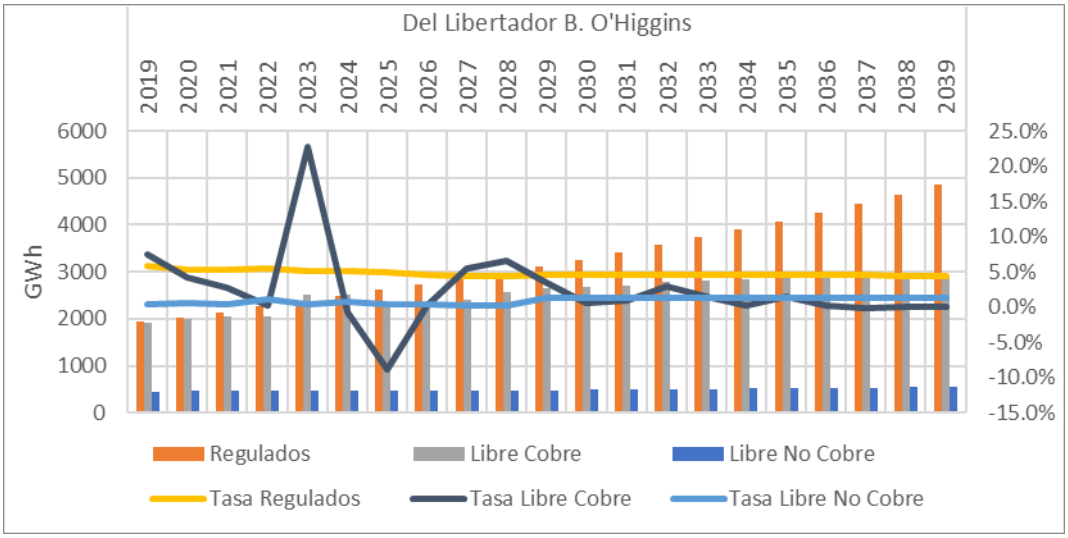

Figura 3-15: Previsión de Demanda Eléctrica Región del Libertador B. O'Higgins.

3.2.2.9 Región del Maule

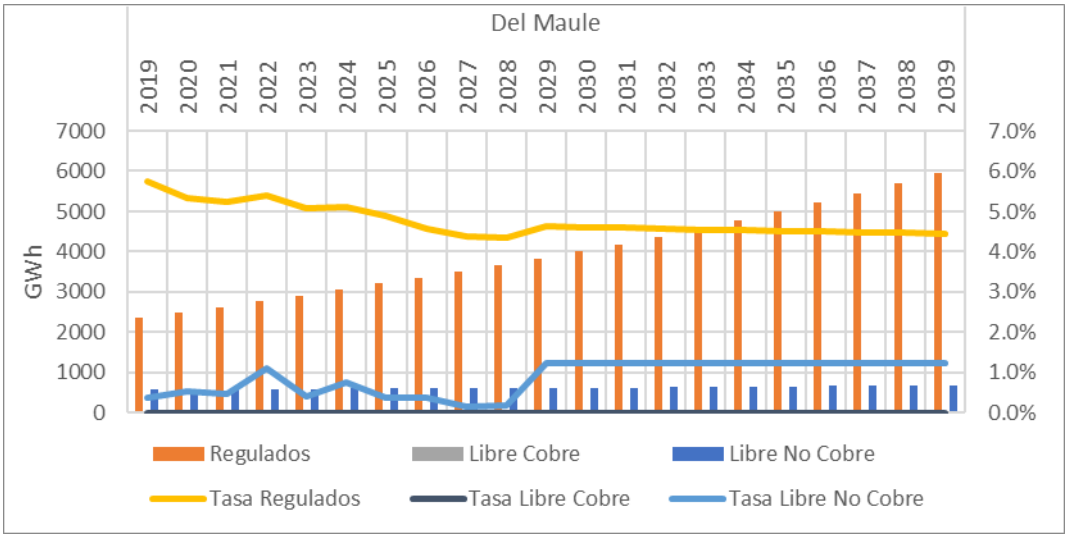

Figura 3-16: Previsión de Demanda Eléctrica Región del Maule.

3.2.2.10 Región de Ñuble

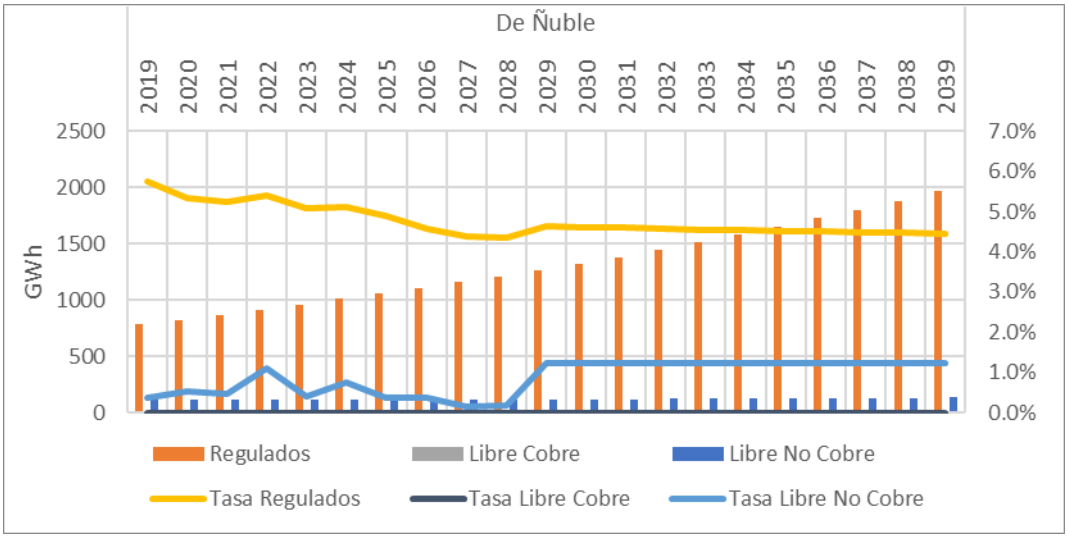

Figura 3-17: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Ñuble.

3.2.2.11 Región del BíoBío

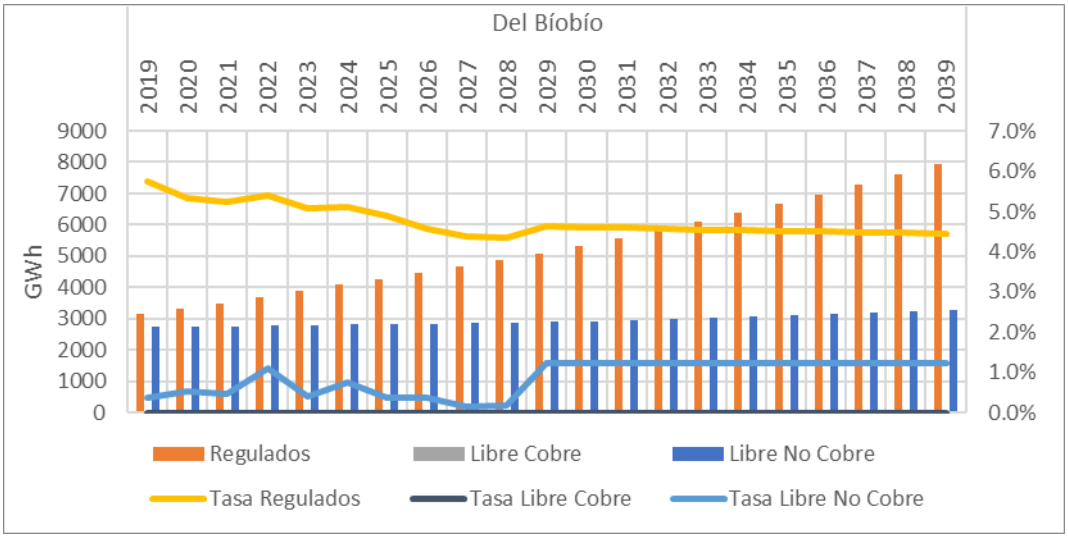

Figura 3-18: Previsión de Demanda Eléctrica Región del Bíobío.

3.2.2.12 Región de La Araucanía

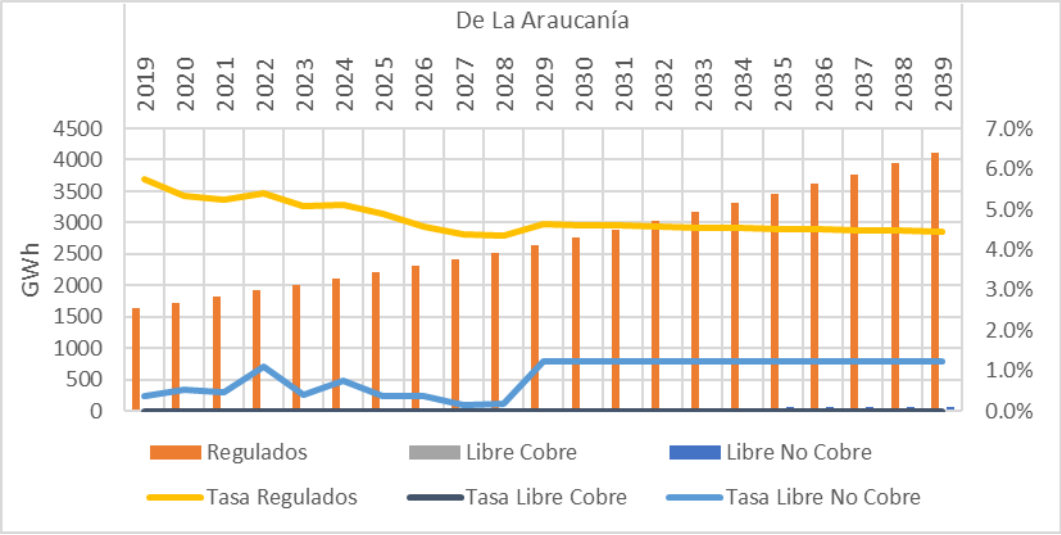

Figura 3-19: Previsión de Demanda Eléctrica Región de La Araucanía.

3.2.2.13 Región de Los Ríos

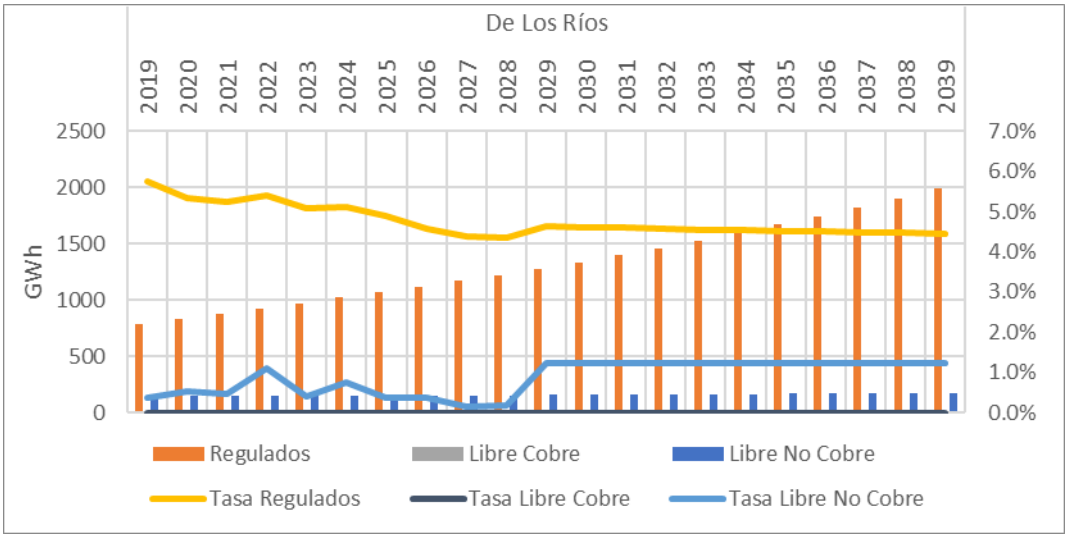

Figura 3-20: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Los Ríos.

3.2.2.14 Región de Los Lagos

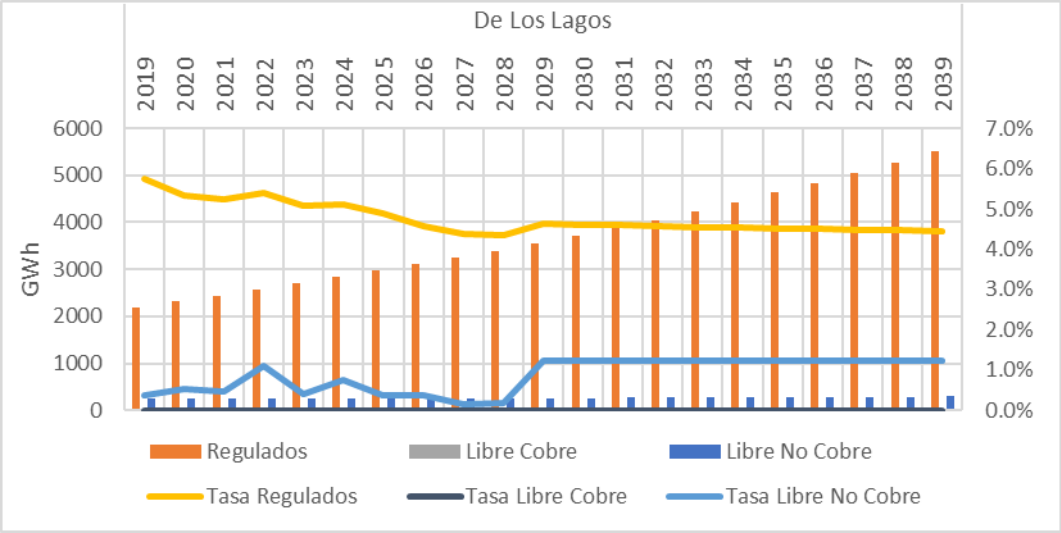

Figura 3-21: Previsión de Demanda Eléctrica Región de Los Lagos.

4 AJUSTE DE DEMANDA 2019 – 2039

Producto de los eventos sociales ocurridos en Chile en los meses de octubre de 2019, se realiza un escenario ajustado de demanda basado en las nuevas expectativas económicas informadas por el Banco Central.

4.1 PROYECCIÓN IMACEC

La proyección de IMACEC se ajusta de acuerdo con los resultados de la Encuesta de Expectativas Económicas de diciembre de 2019[2] y el Informe de Política Monetaria[3] (IPoM) de diciembre de 2019.

4.1.1 ENCUESTA DE EXPECTATIVAS ECONOMICAS DICIEMBRE 2019

El resultado de la encuesta de expectativas económicas de diciembre de 2019 es el mostrado en la tabla Tabla 4-1.

Tabla 4-1: Encuesta de expectativas económicas diciembre 2019.

Variable	Mediana	Decil 1	Decil 9	N°respuestas
01.Inflación (variaciones IPC en %)				
En el mes	0.20	0.10	0.40	54
El próximo mes	0.30	0.10	0.50	54
En 11 meses (var. 12 meses)	3.20	2.60	3.70	54
En 23 meses (var. 12 meses)	3.00	2.50	3.30	54
Diciembre 2020	3.20	2.80	3.70	54
Diciembre 2021	3.00	2.50	3.40	54
02.Tasa de Política Monetaria (*)				
En la siguiente reunión	1.75	1.50	1.75	54
En la subsiguiente reunión	1.75	1.50	1.75	54
En 5 meses	1.75	1.25	2.00	54
Diciembre 2020	1.75	1.25	2.00	54
Dentro de 11 meses	1.75	1.25	2.00	54
Dentro de 17 meses	2.00	1.25	2.50	53
Dentro de 23 meses	2.00	1.50	2.50	53
03.Tasa BCU 5 años (%) (*)				
Dentro de 2 meses	-0.10	-0.50	0.40	47
Dentro de 11 meses	0.20	-0.20	0.70	46
Dentro de 23 meses	0.50	0.00	1.20	46
04.Tasa BCP 5 años (%) (*)				
Dentro de 2 meses	3.00	2.40	3.50	47
Dentro de 11 meses	3.20	2.50	3.80	46
Dentro de 23 meses	3.40	2.60	4.10	46
05.Tipo de Cambio ($ por US$1) (*)				
Dentro de 2 meses	767	740	790	54
Dentro de 11 meses	750	710	790	54
Dentro de 23 meses	720	690	780	54
06.IMACEC (variaciones 12 meses)				
Un mes atrás	-4.00	-5.60	-2.00	54
07.IMACEC No Minero (variaciones 12 meses)				
Un mes atrás	-3.80	-6.30	-2.30	46
08.PIB (variaciones 12 meses)				
En el trimestre calendario de laencuesta	-2.50	-3.90	0.40	54
Diciembre 2019	1.00	0.80	1.70	54
Diciembre 2020	1.50	0.60	2.00	54
Diciembre 2021	2.50	1.50	2.90	53
09.PIB No Minero (variaciones 12 meses)				
En el trimestre calendario de la encuesta	-2.80	-4.50	1.00	45
Diciembre 2019	1.10	0.60	1.50	45
Diciembre 2020	1.30	0.50	2.20	44
Diciembre 2021	2.50	1.50	3.10	45

[2] https://si3.bcentral.cl/estadisticas/Principal1/Informes/EEE/resultado_122019.xlsx
[3] https://www.bcentral.cl/documents/33528/133297/ipm122019.pdf/01446868-b49d-d3af-297f-03a9f30067bb?t=1576846186307

4.1.2 INFORME DE POLÍTICA MONETARIA

En el Informe de Política Monetaria se destaca la existencia de mayor incertidumbre en las proyecciones realizadas, situándose en un escenario de recuperación paulatino bajo el supuesto que la incertidumbre se reduzca significativamente y que los distintos sectores económicos puedan retomar sus procesos productivos, lo cual depende de que se generen acuerdos transversales entre los distintos actores sociales.

En específico, el IPoM se refiere a los cambios en el escenario macroeconómico producto de la crisis social, la cual tuvo un efecto negativo en la actividad de corto plazo. En octubre, el Imacec anotó una caída anual de 3.4%, sosteniendo la tendencia con una caída del 3.3% en noviembre.

Respecto a las proyecciones se espera un bajo desempeño a inicios del 2020, aunque se estima que vuelva a crecer trimestre a trimestre, y que en conjunto el PIB crezca entre 0.5 y 1.5%.

Finalmente, hacia el 2021 se proyecta que el PIB crecerá entre 2.5 y 3.5%, lo cual supone que las disrupciones que están afectando a la economía irán desapareciendo en el curso de los próximos trimestres.

Tabla 4-2: Crecimiento Económico y Cuenta Corriente

	2018	2019 (f)	2020 (f)	2021 (f)
	(variación anual, porcentaje)			
PIB	4,0	1,0	0,5-1,5	2,5-3,5
Ingreso nacional	3,8	0,7	0,8	3,5
Demanda interna	4,7	0,3	-1,6	4,1
Demanda interna (sin variación de existencias)	3,9	1,4	0,0	3,1
Formación bruta de capital fijo	4,7	2,5	-4,0	3,2
Consumo total	3,7	1,1	1,1	3,1
Exportaciones de bienes y servicios	5,0	-1,1	2,2	2,2
Importaciones de bienes y servicios	7,6	-3,8	-7,3	5,5
Cuenta corriente (% del PIB)	-3,1	-2,9	-0,2	-0,8
Ahorro nacional bruto (% del PIB)	19,6	19,6	19,9	20,1
Inversión nacional bruta (% del PIB)	22,7	22,5	20,2	21,0
FBCF (% del PIB nominal)	21,3	22,0	21,1	21,0
FBCF (% del PIB real)	21,2	21,5	20,4	20,5
	(millones de dólares)			
Cuenta corriente	-9.157	-8.200	-600	-2.500
Balanza comercial	4.669	4.900	12.600	11.500
Exportaciones	75.452	70.500	72.000	75.600
Importaciones	70.783	65.600	59.400	64.100
Servicios	-3.996	-4.700	-4.600	-4.600
Renta	-12.241	-10.100	-9.900	-10.800
Transferencias corrientes	2.411	1.700	1.300	1.400

4.1.3 PERFIL DE RECUPERACIÓN ECONOMICA

Para proyectar el Imacec 2020, se utilizó un perfil de recuperación económica basado en la serie histórica 2008 – 2009.

Principalmente en el segundo semestre del 2009 se ve un repunte en las tasas de crecimiento anual del Imacec, viendo una recuperación en 7 meses, lo que se considera razonable en base al Plebiscito Nacional 2020[4] convocado para fines de Abril y a las expectativas comunicadas por el Banco Central.

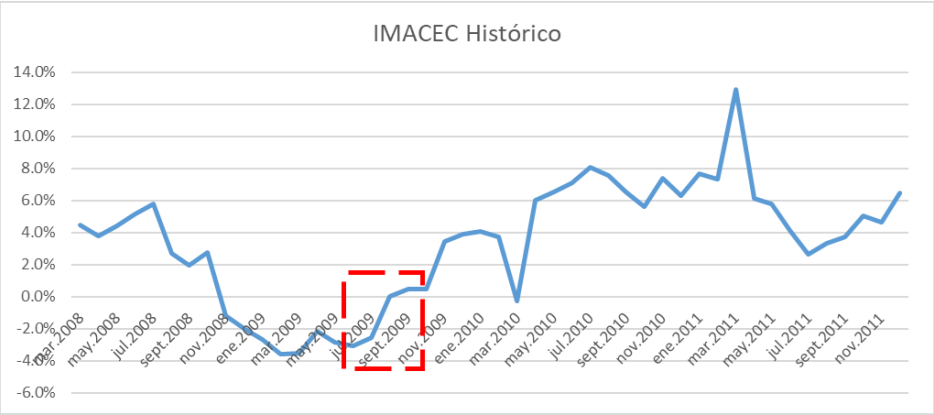

Figura 4-1: Imacec histórico 2008 - 2011

Este perfil es escalado por la caída de octubre de 2019, proyectándose una recuperación para mayo de 2020.

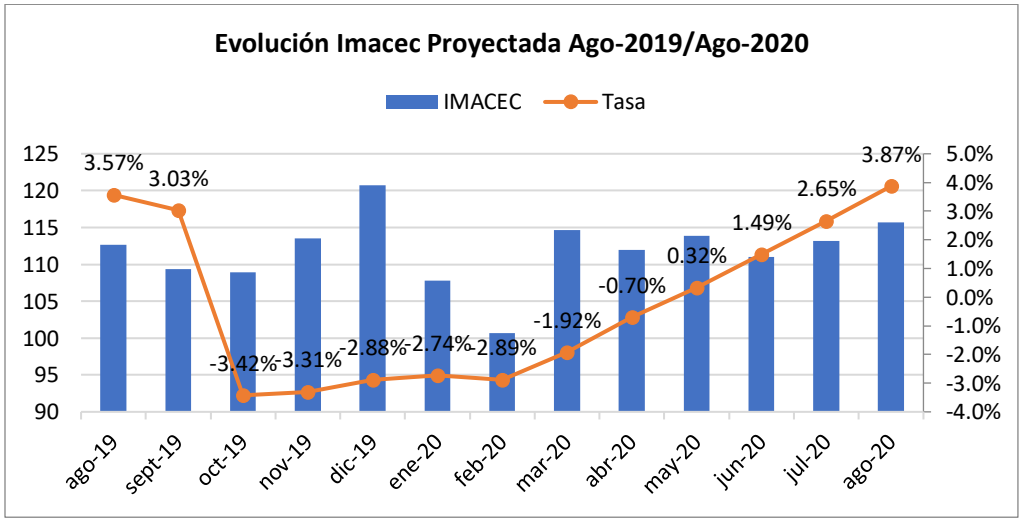

Figura 4-2: Evolución Imacec Proyectada Agosto 2019 – Agosto 2020

4.1.4 VALORES PROYECTADOS

Finalmente, para los años posteriores se utilizan las tasas proyectadas por el Banco Central, las cuales se modulan por las variaciones mensuales de Imacec 2018 con las tasas proyectadas previo a los eventos sociales del 2019.

En la Tabla 4-3 se muestran las tasas de crecimiento económicas acumuladas para cada año.

[4] https://www.servel.cl/plebiscito-nacional-2020/

Tabla 4-3: Proyección PIB, PIB per cápita y tasa de crecimiento para Chile (Ajustada)

Año	PIB per cápita	PIB MMUSD 2011	Tasa
2017	24.635	411.053	--
2018	24.08	427.495	4,0%
2019	24.048	431.180326	0.86%
2020	23.956	433.673443	0.58%
2021	24.543	448.469893	3.41%
2022	24.915	459.413999	2.44%
2023	25.303	470.633459	2.44%
2024	25.709	482.135174	2.44%
2025	26.135	493.926213	2.45%
2026	26.710	508.428895	2.94%
2027	27.321	523.568553	2.98%
2028	27.960	539.168219	2.98%
2029	28.622	555.241899	2.98%
2030	29.307	571.804023	2.98%
2031	30.010	588.869462	2.98%
2032	30.773	607.308361	3.13%
2033	31.559	626.407342	3.14%
2034	32.366	646.116854	3.15%
2035	33.195	666.456453	3.15%
2036	34.044	687.44632	3.15%
2037	34.917	709.107278	3.15%
2038	35.812	731.46082	3.15%
2039	36.730	754.529125	3.15%

El resultado del ajuste de Imacec proyectado se muestra en la Figura 4-3.

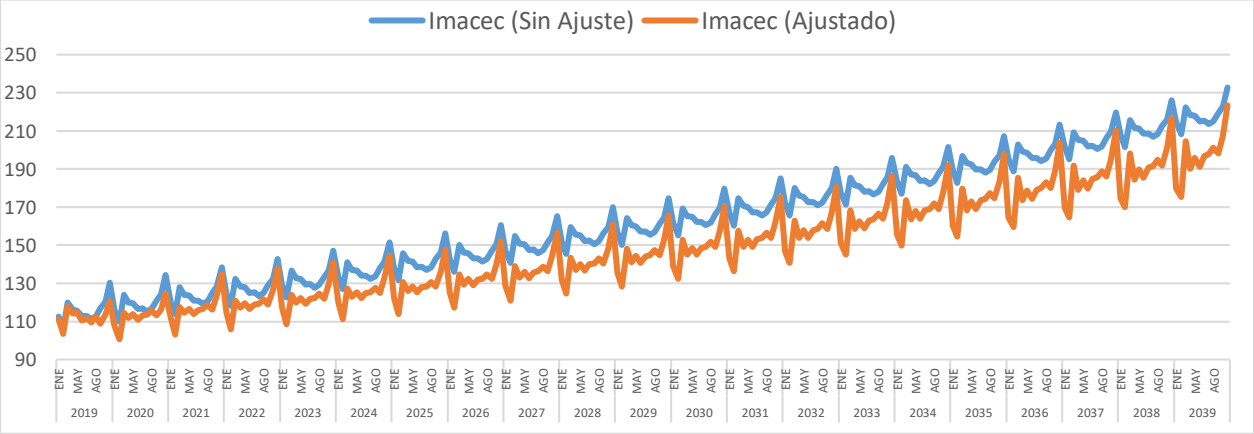

Figura 4-3: Imacec proyectado 2019 – 2039

4.2 PROYECCION DE DEMANDA 2019 – 2039 AJUSTADA

El resultado del ajuste de demanda da como resultado una tasa promedio global de crecimiento de 2,4%, siendo los clientes regulados los que sufren la mayor modificación producto de la disminución en las expectativas económicas del país.

En la Figura 4-4 se muestran la demanda energética anual desagregada por tipo de cliente en el periodo 2019 – 2039.

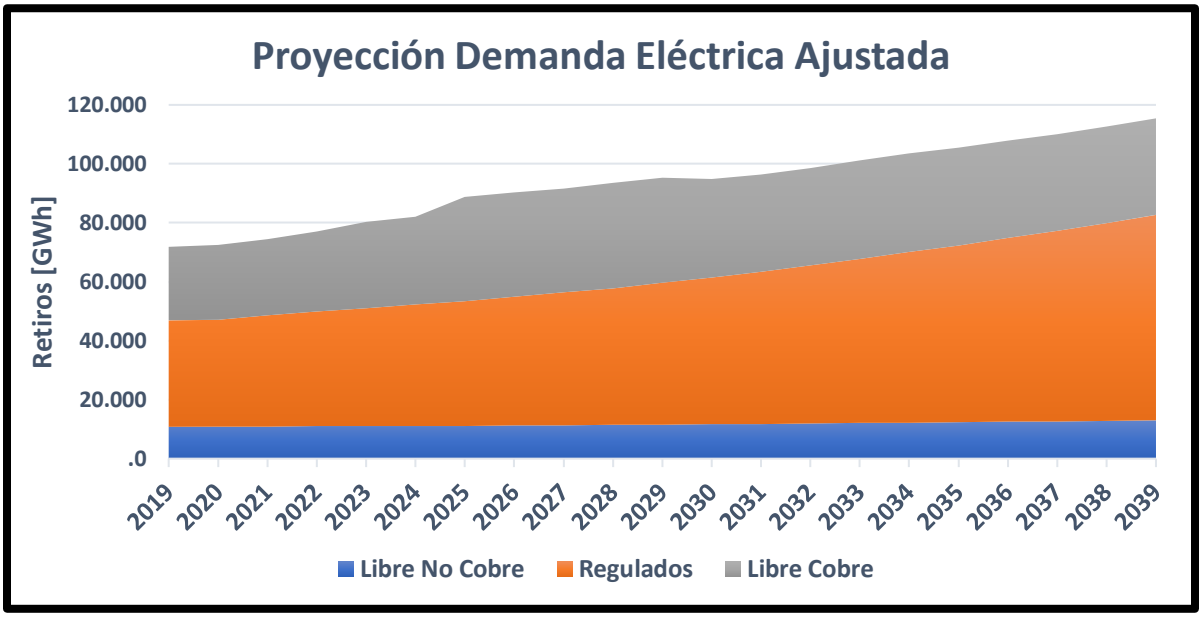

Figura 4-4: Proyección Demanda Eléctrica Ajustada

4.2.1 CLIENTES REGULADOS

El ajuste para clientes regulados resulta en una tasa promedio anual de 3,47%.
En el siguiente gráfico se muestran la baja de tasas resultantes para el 2019 y 2020, considerando el repunte en el 2021.

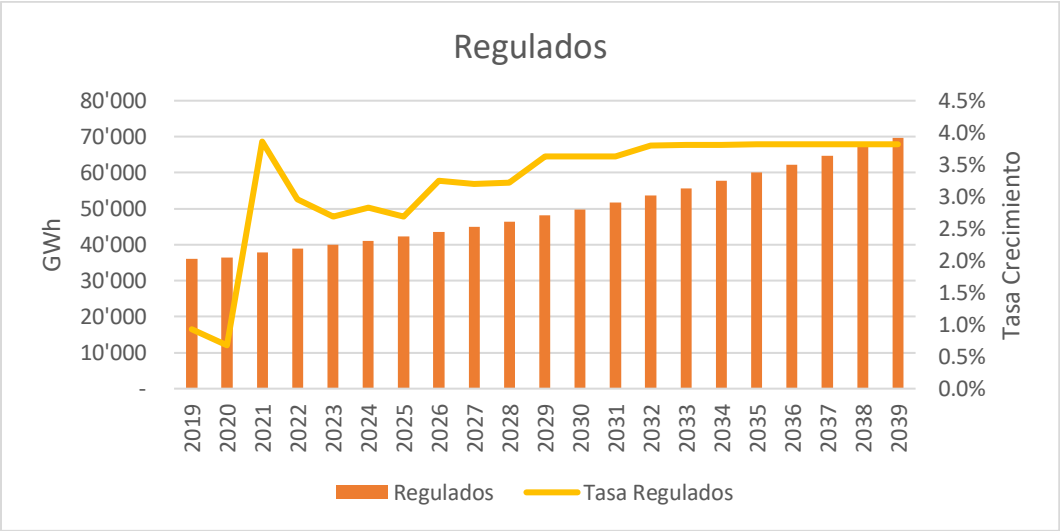

Figura 4-5: Proyección de Demanda Nacional de Energía de Clientes Regulados 2019 – 2039 Ajustada

4.2.2 CLIENTES LIBRES COBRE

La tasa promedio anual para los clientes libres cobre es de 1,17%, el cual es invariable respecto de la proyección inicial debido a que se originan a partir de las encuestas realizadas a las empresas mineras, las cuales serán actualizadas dentro del 2020.
En el siguiente gráfico muestra una leve baja de tasas entre el 2019 y el 2021, repuntando para el 2022. Esta

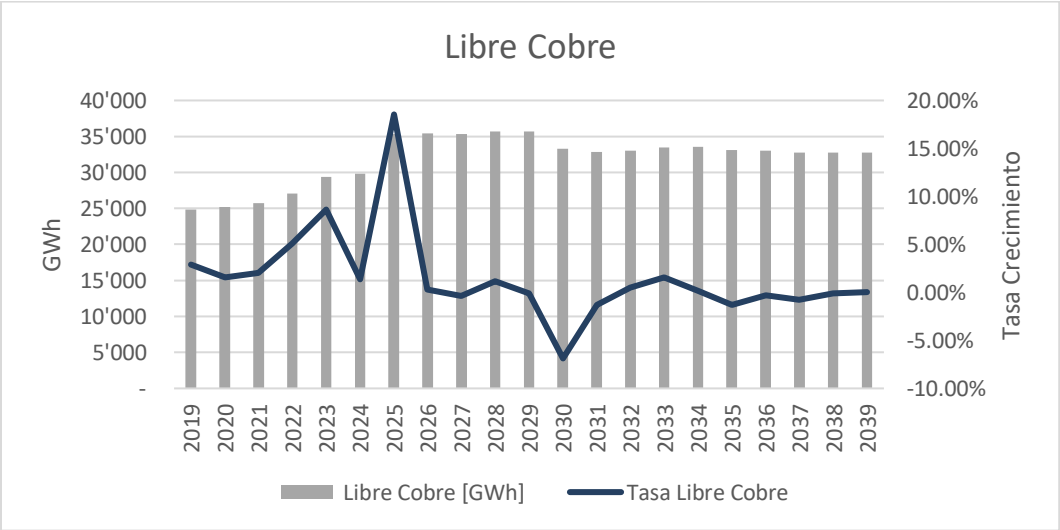

Figura 4-6: Proyección de Demanda Nacional de Energía de Clientes Libres Cobre 2019 – 2039 Ajustada

4.2.3 LIBRE NO COBRE

El ajuste para clientes libres no cobre resulta en una tasa promedio anual de 0,57%.

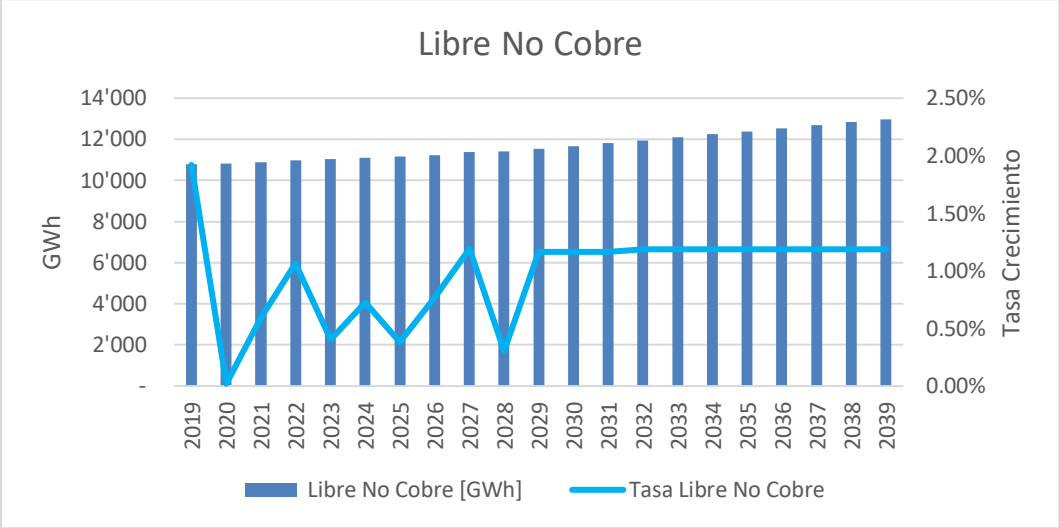

Figura 4-7: Proyección de Demanda Nacional de Energía de Clientes Libres No Cobre 2019 – 2039 Ajustada

5 ANEXOS

A. LISTADO CLIENTES INDUSTRIALES ENCUESTADOS

En el siguiente listado se encuentran aquellas empresas que respondieron la encuesta de previsión de demanda solicitadas a través de la carta DE 01981-19 del Coordinador.

- Cemento Polpaico S.A
- Cementos Bío Bío del Sur S.A
- CIA. Minera Mantos de Oro
- Cleanairtech Sudammerica S.A
- Codelco (Corporación Nacional del Cobre)
- Compañía Contractual Minera Candelaria
- Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM
- Compañía Minera Cerro Colorado Ltda
- Compañía Minera del Pacífico S.A
- Compañía Minera Lomas Bayas
- Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo
- Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A
- Compañía Minera Zaldivar
- EcoMetales Limited, Agencia en Chile
- EKA CHILE S.A
- Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A
- Metro Regional de Valparaíso S.A
- Minera Altos de Punitaqui Ltda
- Minera Antucoya
- Minera Escondida Ltda.
- Minera Los Pelambres
- Minera Meridian Ltda
- Minera Michilla SpA
- Minera Spence S.A
- Occidental Chemical Chile LTDA.
- Papeles Bio Bio S.A
- Sociedad Contractual Minera El Abra

B. SERIES DE PREVISIÓN DE DEMANDA NACIONAL 2019 - 2039

Tabla 5-1: Serie de Previsión de Demanda Nacional 2019 - 2039

Año	Regulados [GWh]	Tasa Regulados	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Libre No Cobre	Libre Cobre [GWh]	Tasa Libre Cobre
2019	39.346	5,9%	10.845	2,4%	24.852	2,9%
2020	41.445	5,3%	10.890	0,4%	25.243	1,6%
2021	43.617	5,2%	10.954	0,6%	25.751	2,0%
2022	45.968	5,4%	11.086	1,2%	27.069	5,1%
2023	48.300	5,1%	11.145	0,5%	29.411	8,7%
2024	50.764	5,1%	11.241	0,9%	29.815	1,4%
2025	53.241	4,9%	11.299	0,5%	35.344	18,5%
2026	55.666	4,6%	11.388	0,8%	35.442	0,3%
2027	58.112	4,4%	11.524	1,2%	35.314	-0,4%
2028	60.632	4,3%	11.561	0,3%	35.735	1,2%
2029	63.449	4,6%	11.699	1,2%	35.709	-0,1%
2030	66.369	4,6%	11.838	1,2%	33.253	-6,9%
2031	69.413	4,6%	11.978	1,2%	32.824	-1,3%
2032	72.585	4,6%	12.120	1,2%	32.989	0,5%
2033	75.890	4,6%	12.264	1,2%	33.507	1,6%
2034	79.333	4,5%	12.410	1,2%	33.570	0,2%
2035	82.919	4,5%	12.558	1,2%	33.143	-1,3%
2036	86.654	4,5%	12.707	1,2%	33.050	-0,3%
2037	90.539	4,5%	12.858	1,2%	32.797	-0,8%
2038	94.580	4,5%	13.011	1,2%	32.769	-0,1%
2039	98.780	4,4%	13.166	1,2%	32.769	0,0%

C. SERIES DE PREVISION DE DEMANDA REGIONAL 2019 - 2039

Tabla 5-2: Series de Previsión de Demanda Regional 2019 - 2039

Región	Año	Regulados [GWh]	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Regulados	Tasa Libre Cobre	Tasa Libre No Cobre
De Antofagasta	2019	1,183	12,821	1,045	5,8%	4,4%	0,4%
De Antofagasta	2020	1,246	13,074	1,050	5,3%	2,0%	0,5%
De Antofagasta	2021	1,311	13,505	1,055	5,2%	3,3%	0,5%
De Antofagasta	2022	1,382	14,675	1,067	5,4%	8,7%	1,1%
De Antofagasta	2023	1,452	16,564	1,071	5,1%	12,9%	0,4%
De Antofagasta	2024	1,526	16,955	1,079	5,1%	2,4%	0,7%
De Antofagasta	2025	1,600	22,695	1,083	4,9%	33,9%	0,4%
De Antofagasta	2026	1,673	22,778	1,087	4,6%	0,4%	0,4%
De Antofagasta	2027	1,747	22,513	1,089	4,4%	-1,2%	0,1%
De Antofagasta	2028	1,823	22,760	1,091	4,3%	1,1%	0,2%
De Antofagasta	2029	1,907	22,633	1,104	4,6%	-0,6%	1,2%
De Antofagasta	2030	1,995	20,158	1,118	4,6%	-10,9%	1,2%
De Antofagasta	2031	2,087	19,703	1,131	4,6%	-2,3%	1,2%
De Antofagasta	2032	2,182	19,784	1,145	4,6%	0,4%	1,2%
De Antofagasta	2033	2,281	20,257	1,159	4,6%	2,4%	1,2%
De Antofagasta	2034	2,385	20,330	1,174	4,5%	0,4%	1,2%
De Antofagasta	2035	2,492	19,863	1,188	4,5%	-2,3%	1,2%
De Antofagasta	2036	2,605	19,781	1,203	4,5%	-0,4%	1,2%
De Antofagasta	2037	2,722	19,532	1,217	4,5%	-1,3%	1,2%
De Antofagasta	2038	2,843	19,509	1,232	4,5%	-0,1%	1,2%
De Antofagasta	2039	2,969	19,509	1,248	4,4%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2019	375	2	22	5,8%	0,0%	0,4%
De Arica y Parinacota	2020	395	2	22	5,3%	0,0%	0,5%
De Arica y Parinacota	2021	416	2	22	5,2%	0,0%	0,5%
De Arica y Parinacota	2022	438	2	22	5,4%	0,0%	1,1%
De Arica y Parinacota	2023	460	2	22	5,1%	0,0%	0,4%
De Arica y Parinacota	2024	484	2	22	5,1%	0,0%	0,7%
De Arica y Parinacota	2025	508	2	22	4,9%	0,0%	0,4%
De Arica y Parinacota	2026	531	2	22	4,6%	0,0%	0,4%
De Arica y Parinacota	2027	554	2	22	4,4%	0,0%	0,1%
De Arica y Parinacota	2028	578	2	22	4,3%	0,0%	0,2%
De Arica y Parinacota	2029	605	2	23	4,6%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2030	633	2	23	4,6%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2031	662	2	23	4,6%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2032	692	2	24	4,6%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2033	723	2	24	4,6%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2034	756	2	24	4,5%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2035	790	2	24	4,5%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2036	826	2	25	4,5%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2037	863	2	25	4,5%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2038	902	2	25	4,5%	0,0%	1,2%
De Arica y Parinacota	2039	942	2	26	4,4%	0,0%	1,2%
De Atacama	2019	679	2,754	912	5,8%	-2,4%	0,4%
De Atacama	2020	715	2,746	917	5,3%	-0,3%	0,5%
De Atacama	2021	753	2,757	921	5,2%	0,4%	0,5%
De Atacama	2022	793	2,767	931	5,4%	0,4%	1,1%
De Atacama	2023	833	2,776	935	5,1%	0,3%	0,4%
De Atacama	2024	876	2,782	942	5,1%	0,2%	0,7%

Región	Año	Regulados [GWh]	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Regulados	Tasa Libre Cobre	Tasa Libre No Cobre
De Atacama	2025	919	2,785	946	4,9%	0,1%	0,4%
De Atacama	2026	960	2,789	949	4,6%	0,1%	0,4%
De Atacama	2027	1,003	2,792	950	4,4%	0,1%	0,1%
De Atacama	2028	1,046	2,798	952	4,3%	0,2%	0,2%
De Atacama	2029	1,095	2,800	964	4,6%	0,1%	1,2%
De Atacama	2030	1,145	2,802	976	4,6%	0,1%	1,2%
De Atacama	2031	1,198	2,805	988	4,6%	0,1%	1,2%
De Atacama	2032	1,252	2,807	1,000	4,6%	0,1%	1,2%
De Atacama	2033	1,309	2,806	1,012	4,6%	0,0%	1,2%
De Atacama	2034	1,369	2,806	1,025	4,5%	0,0%	1,2%
De Atacama	2035	1,431	2,806	1,037	4,5%	0,0%	1,2%
De Atacama	2036	1,495	2,788	1,050	4,5%	-0,6%	1,2%
De Atacama	2037	1,562	2,787	1,063	4,5%	0,0%	1,2%
De Atacama	2038	1,632	2,787	1,076	4,5%	0,0%	1,2%
De Atacama	2039	1,704	2,787	1,089	4,4%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2019	1,534	579	204	9,2%	0,0%	0,4%
De Coquimbo	2020	1,616	579	205	5,3%	0,1%	0,5%
De Coquimbo	2021	1,701	579	206	5,2%	0,0%	0,5%
De Coquimbo	2022	1,793	580	209	5,4%	0,0%	1,1%
De Coquimbo	2023	1,884	580	209	5,1%	0,0%	0,4%
De Coquimbo	2024	1,980	580	211	5,1%	0,0%	0,7%
De Coquimbo	2025	2,076	580	212	4,9%	0,0%	0,4%
De Coquimbo	2026	2,171	580	213	4,6%	0,0%	0,4%
De Coquimbo	2027	2,266	580	213	4,4%	0,0%	0,1%
De Coquimbo	2028	2,365	580	213	4,3%	0,0%	0,2%
De Coquimbo	2029	2,474	580	216	4,6%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2030	2,588	580	219	4,6%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2031	2,707	580	221	4,6%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2032	2,831	580	224	4,6%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2033	2,960	580	227	4,6%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2034	3,094	580	229	4,5%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2035	3,234	580	232	4,5%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2036	3,379	580	235	4,5%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2037	3,531	580	238	4,5%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2038	3,689	580	241	4,5%	0,0%	1,2%
De Coquimbo	2039	3,852	580	244	4,4%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2019	1,640	-	50	5,8%	0,0%	0,4%
De La Araucanía	2020	1,728	-	50	5,3%	0,0%	0,5%
De La Araucanía	2021	1,818	-	50	5,2%	0,0%	0,5%
De La Araucanía	2022	1,916	-	51	5,4%	0,0%	1,1%
De La Araucanía	2023	2,014	-	51	5,1%	0,0%	0,4%
De La Araucanía	2024	2,116	-	51	5,1%	0,0%	0,7%
De La Araucanía	2025	2,220	-	52	4,9%	0,0%	0,4%
De La Araucanía	2026	2,321	-	52	4,6%	0,0%	0,4%
De La Araucanía	2027	2,423	-	52	4,4%	0,0%	0,1%
De La Araucanía	2028	2,528	-	52	4,3%	0,0%	0,2%
De La Araucanía	2029	2,645	-	53	4,6%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2030	2,767	-	53	4,6%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2031	2,894	-	54	4,6%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2032	3,026	-	55	4,6%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2033	3,164	-	55	4,6%	0,0%	1,2%

Región	Año	Regulados [GWh]	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Regulados	Tasa Libre Cobre	Tasa Libre No Cobre
De La Araucanía	2034	3,307	-	56	4,5%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2035	3,457	-	57	4,5%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2036	3,613	-	57	4,5%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2037	3,775	-	58	4,5%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2038	3,943	-	59	4,5%	0,0%	1,2%
De La Araucanía	2039	4,118	-	59	4,4%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2019	2,196	-	248	5,8%	0,0%	0,4%
De Los Lagos	2020	2,313	-	250	5,3%	0,0%	0,5%
De Los Lagos	2021	2,434	-	251	5,2%	0,0%	0,5%
De Los Lagos	2022	2,566	-	253	5,4%	0,0%	1,1%
De Los Lagos	2023	2,696	-	254	5,1%	0,0%	0,4%
De Los Lagos	2024	2,833	-	256	5,1%	0,0%	0,7%
De Los Lagos	2025	2,971	-	257	4,9%	0,0%	0,4%
De Los Lagos	2026	3,107	-	258	4,6%	0,0%	0,4%
De Los Lagos	2027	3,243	-	259	4,4%	0,0%	0,1%
De Los Lagos	2028	3,384	-	259	4,3%	0,0%	0,2%
De Los Lagos	2029	3,541	-	262	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2030	3,704	-	266	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2031	3,874	-	269	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2032	4,051	-	272	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2033	4,235	-	276	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2034	4,428	-	279	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2035	4,628	-	282	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2036	4,836	-	286	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2037	5,053	-	289	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2038	5,279	-	293	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Lagos	2039	5,513	-	297	4,4%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2019	792	-	148	5,8%	0,0%	0,4%
De Los Ríos	2020	834	-	149	5,3%	0,0%	0,5%
De Los Ríos	2021	878	-	149	5,2%	0,0%	0,5%
De Los Ríos	2022	925	-	151	5,4%	0,0%	1,1%
De Los Ríos	2023	972	-	152	5,1%	0,0%	0,4%
De Los Ríos	2024	1,021	-	153	5,1%	0,0%	0,7%
De Los Ríos	2025	1,071	-	153	4,9%	0,0%	0,4%
De Los Ríos	2026	1,120	-	154	4,6%	0,0%	0,4%
De Los Ríos	2027	1,169	-	154	4,4%	0,0%	0,1%
De Los Ríos	2028	1,220	-	155	4,3%	0,0%	0,2%
De Los Ríos	2029	1,277	-	156	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2030	1,335	-	158	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2031	1,397	-	160	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2032	1,460	-	162	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2033	1,527	-	164	4,6%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2034	1,596	-	166	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2035	1,668	-	168	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2036	1,744	-	170	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2037	1,822	-	173	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2038	1,903	-	175	4,5%	0,0%	1,2%
De Los Ríos	2039	1,988	-	177	4,4%	0,0%	1,2%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2019	19	-	-	5,8%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2020	20	-	-	5,3%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2021	21	-	-	5,2%	0,0%	0,0%

Región	Año	Regulados [GWh]	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Regulados	Tasa Libre Cobre	Tasa Libre No Cobre
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2022	22	-	-	5,4%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2023	23	-	-	5,1%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2024	24	-	-	5,1%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2025	25	-	-	4,9%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2026	27	-	-	4,6%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2027	28	-	-	4,4%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2028	29	-	-	4,3%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2029	30	-	-	4,6%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2030	32	-	-	4,6%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2031	33	-	-	4,6%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2032	35	-	-	4,6%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2033	36	-	-	4,6%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2034	38	-	-	4,5%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2035	40	-	-	4,5%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2036	41	-	-	4,5%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2037	43	-	-	4,5%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2038	45	-	-	4,5%	0,0%	0,0%
De Magallanes y de La Antártica Chilena	2039	47	-	-	4,4%	0,0%	0,0%
De Ñuble	2019	782	-	112	5,8%	0,0%	0,4%
De Ñuble	2020	824	-	112	5,3%	0,0%	0,5%
De Ñuble	2021	867	-	113	5,2%	0,0%	0,5%
De Ñuble	2022	914	-	114	5,4%	0,0%	1,1%
De Ñuble	2023	960	-	115	5,1%	0,0%	0,4%
De Ñuble	2024	1,009	-	115	5,1%	0,0%	0,7%
De Ñuble	2025	1,058	-	116	4,9%	0,0%	0,4%
De Ñuble	2026	1,107	-	116	4,6%	0,0%	0,4%
De Ñuble	2027	1,155	-	116	4,4%	0,0%	0,1%
De Ñuble	2028	1,205	-	117	4,3%	0,0%	0,2%
De Ñuble	2029	1,261	-	118	4,6%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2030	1,319	-	120	4,6%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2031	1,380	-	121	4,6%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2032	1,443	-	123	4,6%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2033	1,509	-	124	4,6%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2034	1,577	-	126	4,5%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2035	1,648	-	127	4,5%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2036	1,723	-	129	4,5%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2037	1,800	-	130	4,5%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2038	1,880	-	132	4,5%	0,0%	1,2%
De Ñuble	2039	1,964	-	133	4,4%	0,0%	1,2%
De Tarapacá	2019	612	2,392	84	5,8%	-2,1%	0,4%
De Tarapacá	2020	645	2,406	85	5,3%	0,6%	0,5%
De Tarapacá	2021	679	2,396	85	5,2%	-0,4%	0,5%
De Tarapacá	2022	716	2,421	86	5,4%	1,0%	1,1%
De Tarapacá	2023	752	2,422	86	5,1%	0,1%	0,4%
De Tarapacá	2024	790	2,432	87	5,1%	0,4%	0,7%
De Tarapacá	2025	829	2,443	87	4,9%	0,4%	0,4%
De Tarapacá	2026	866	2,447	88	4,6%	0,2%	0,4%
De Tarapacá	2027	905	2,455	88	4,4%	0,3%	0,1%
De Tarapacá	2028	944	2,464	88	4,3%	0,4%	0,2%
De Tarapacá	2029	988	2,475	89	4,6%	0,4%	1,2%
De Tarapacá	2030	1,033	2,477	90	4,6%	0,1%	1,2%

Región	Año	Regulados [GWh]	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Regulados	Tasa Libre Cobre	Tasa Libre No Cobre
De Tarapacá	2031	1,080	2,477	91	4,6%	0,0%	1,2%
De Tarapacá	2032	1,130	2,479	92	4,6%	0,1%	1,2%
De Tarapacá	2033	1,181	2,482	93	4,6%	0,1%	1,2%
De Tarapacá	2034	1,235	2,477	95	4,5%	-0,2%	1,2%
De Tarapacá	2035	1,291	2,477	96	4,5%	0,0%	1,2%
De Tarapacá	2036	1,349	2,479	97	4,5%	0,1%	1,2%
De Tarapacá	2037	1,409	2,482	98	4,5%	0,1%	1,2%
De Tarapacá	2038	1,472	2,477	99	4,5%	-0,2%	1,2%
De Tarapacá	2039	1,538	2,477	101	4,4%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2019	3,391	3,047	811	5,8%	5,0%	0,4%
De Valparaíso	2020	3,572	3,097	815	5,3%	1,6%	0,5%
De Valparaíso	2021	3,759	3,117	819	5,2%	0,7%	0,5%
De Valparaíso	2022	3,962	3,226	828	5,4%	3,5%	1,1%
De Valparaíso	2023	4,163	3,204	832	5,1%	-0,7%	0,4%
De Valparaíso	2024	4,375	3,216	838	5,1%	0,4%	0,7%
De Valparaíso	2025	4,589	3,215	841	4,9%	0,0%	0,4%
De Valparaíso	2026	4,798	3,219	844	4,6%	0,1%	0,4%
De Valparaíso	2027	5,009	3,219	845	4,4%	0,0%	0,1%
De Valparaíso	2028	5,226	3,219	847	4,3%	0,0%	0,2%
De Valparaíso	2029	5,469	3,219	857	4,6%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2030	5,720	3,219	868	4,6%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2031	5,983	3,218	878	4,6%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2032	6,256	3,218	889	4,6%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2033	6,541	3,218	900	4,6%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2034	6,838	3,206	911	4,5%	-0,4%	1,2%
De Valparaíso	2035	7,147	3,206	922	4,5%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2036	7,469	3,206	934	4,5%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2037	7,803	3,206	945	4,5%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2038	8,152	3,206	957	4,5%	0,0%	1,2%
De Valparaíso	2039	8,514	3,206	969	4,4%	0,0%	1,2%
Del Bíobío	2019	3,161	16	2,739	5,8%	0,0%	0,4%
Del Bíobío	2020	3,330	16	2,753	5,3%	0,0%	0,5%
Del Bíobío	2021	3,504	16	2,766	5,2%	0,0%	0,5%
Del Bíobío	2022	3,693	16	2,796	5,4%	0,0%	1,1%
Del Bíobío	2023	3,880	16	2,808	5,1%	0,0%	0,4%
Del Bíobío	2024	4,078	16	2,829	5,1%	0,0%	0,7%
Del Bíobío	2025	4,277	16	2,839	4,9%	0,0%	0,4%
Del Bíobío	2026	4,472	16	2,850	4,6%	0,0%	0,4%
Del Bíobío	2027	4,669	16	2,854	4,4%	0,0%	0,1%
Del Bíobío	2028	4,871	16	2,859	4,3%	0,0%	0,2%
Del Bíobío	2029	5,097	16	2,894	4,6%	0,0%	1,2%
Del Bíobío	2030	5,332	16	2,930	4,6%	0,0%	1,2%
Del Bíobío	2031	5,577	16	2,966	4,6%	0,0%	1,2%
Del Bíobío	2032	5,831	16	3,003	4,6%	0,0%	1,2%
Del Bíobío	2033	6,097	16	3,039	4,6%	0,0%	1,2%
Del Bíobío	2034	6,374	16	3,077	4,5%	0,0%	1,2%
Del Bíobío	2035	6,662	16	3,115	4,5%	0,0%	1,2%
Del Bíobío	2036	6,962	16	3,153	4,5%	0,0%	1,2%
Del Bíobío	2037	7,274	16	3,192	4,5%	0,0%	1,2%
Del Bíobío	2038	7,598	16	3,231	4,5%	0,0%	1,2%
Del Bíobío	2039	7,936	16	3,271	4,4%	0,0%	1,2%

Región	Año	Regulados [GWh]	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Regulados	Tasa Libre Cobre	Tasa Libre No Cobre
Del Libertador B, O,Higgins	2019	1,932	1,919	456	5,8%	7,4%	0,4%
Del Libertador B, O,Higgins	2020	2,035	2,001	459	5,3%	4,3%	0,5%
Del Libertador B, O,Higgins	2021	2,142	2,057	461	5,2%	2,8%	0,5%
Del Libertador B, O,Higgins	2022	2,257	2,060	466	5,4%	0,2%	1,1%
Del Libertador B, O,Higgins	2023	2,372	2,527	468	5,1%	22,7%	0,4%
Del Libertador B, O,Higgins	2024	2,493	2,511	471	5,1%	-0,6%	0,7%
Del Libertador B, O,Higgins	2025	2,615	2,287	473	4,9%	-8,9%	0,4%
Del Libertador B, O,Higgins	2026	2,734	2,290	475	4,6%	0,1%	0,4%
Del Libertador B, O,Higgins	2027	2,854	2,417	476	4,4%	5,5%	0,1%
Del Libertador B, O,Higgins	2028	2,977	2,575	476	4,3%	6,6%	0,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2029	3,116	2,663	482	4,6%	3,4%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2030	3,259	2,677	488	4,6%	0,5%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2031	3,409	2,702	494	4,6%	0,9%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2032	3,564	2,782	500	4,6%	3,0%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2033	3,727	2,825	506	4,6%	1,5%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2034	3,896	2,832	513	4,5%	0,3%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2035	4,072	2,872	519	4,5%	1,4%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2036	4,255	2,877	525	4,5%	0,2%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2037	4,446	2,872	532	4,5%	-0,2%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2038	4,645	2,872	538	4,5%	0,0%	1,2%
Del Libertador B, O,Higgins	2039	4,851	2,872	545	4,4%	0,0%	1,2%
Del Maule	2019	2,371	-	578	5,8%	0,0%	0,4%
Del Maule	2020	2,498	-	581	5,3%	0,0%	0,5%
Del Maule	2021	2,629	-	584	5,2%	0,0%	0,5%
Del Maule	2022	2,771	-	590	5,4%	0,0%	1,1%
Del Maule	2023	2,911	-	593	5,1%	0,0%	0,4%
Del Maule	2024	3,060	-	597	5,1%	0,0%	0,7%
Del Maule	2025	3,209	-	599	4,9%	0,0%	0,4%
Del Maule	2026	3,355	-	602	4,6%	0,0%	0,4%
Del Maule	2027	3,502	-	603	4,4%	0,0%	0,1%
Del Maule	2028	3,654	-	604	4,3%	0,0%	0,2%
Del Maule	2029	3,824	-	611	4,6%	0,0%	1,2%
Del Maule	2030	4,000	-	619	4,6%	0,0%	1,2%
Del Maule	2031	4,184	-	626	4,6%	0,0%	1,2%
Del Maule	2032	4,375	-	634	4,6%	0,0%	1,2%
Del Maule	2033	4,574	-	642	4,6%	0,0%	1,2%
Del Maule	2034	4,781	-	650	4,5%	0,0%	1,2%
Del Maule	2035	4,998	-	658	4,5%	0,0%	1,2%
Del Maule	2036	5,223	-	666	4,5%	0,0%	1,2%
Del Maule	2037	5,457	-	674	4,5%	0,0%	1,2%
Del Maule	2038	5,700	-	682	4,5%	0,0%	1,2%
Del Maule	2039	5,953	-	691	4,4%	0,0%	1,2%
Metropolitana de Santiago	2019	18,678	1,322	3,436	5,8%	0,0%	6,9%
Metropolitana de Santiago	2020	19,674	1,322	3,441	5,3%	0,0%	0,1%
Metropolitana de Santiago	2021	20,705	1,322	3,472	5,2%	0,0%	0,9%
Metropolitana de Santiago	2022	21,822	1,322	3,521	5,4%	0,0%	1,4%
Metropolitana de Santiago	2023	22,928	1,322	3,550	5,1%	0,0%	0,8%
Metropolitana de Santiago	2024	24,098	1,322	3,589	5,1%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2025	25,274	1,322	3,618	4,9%	0,0%	0,8%
Metropolitana de Santiago	2026	26,425	1,322	3,677	4,6%	0,0%	1,6%
Metropolitana de Santiago	2027	27,586	1,322	3,803	4,4%	0,0%	3,4%

Región	Año	Regulados [GWh]	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Regulados	Tasa Libre Cobre	Tasa Libre No Cobre
Metropolitana de Santiago	2028	28,782	1,322	3,827	4,3%	0,0%	0,6%
Metropolitana de Santiago	2029	30,120	1,322	3,869	4,6%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2030	31,506	1,322	3,911	4,6%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2031	32,951	1,322	3,954	4,6%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2032	34,457	1,322	3,998	4,6%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2033	36,026	1,322	4,042	4,6%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2034	37,660	1,322	4,087	4,5%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2035	39,363	1,322	4,132	4,5%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2036	41,135	1,322	4,177	4,5%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2037	42,980	1,322	4,224	4,5%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2038	44,898	1,322	4,270	4,5%	0,0%	1,1%
Metropolitana de Santiago	2039	46,891	1,322	4,318	4,4%	0,0%	1,1%

D. SERIES DE PREVISIÓN DE DEMANDA NACIONAL 2019 – 2039 AJUSTADO

Tabla 5-3: Serie de Previsión de Demanda Nacional 2019 – 2039 Ajustada

Año	Regulados [GWh]	Tasa Regulados	Libre No Cobre [GWh]	Tasa Libre No Cobre	Libre Cobre [GWh]	Tasa Libre Cobre
2019	36'154	0.9%	10'803	1.9%	24'852	2.9%
2020	36'399	0.7%	10'805	0.0%	25'243	1.6%
2021	37'805	3.9%	10'869	0.6%	25'751	2.0%
2022	38'922	3.0%	10'985	1.1%	27'069	5.1%
2023	39'969	2.7%	11'029	0.4%	29'411	8.7%
2024	41'098	2.8%	11'110	0.7%	29'815	1.4%
2025	42'203	2.7%	11'152	0.4%	35'344	18.5%
2026	43'575	3.3%	11'238	0.8%	35'442	0.3%
2027	44'970	3.2%	11'372	1.2%	35'314	-0.4%
2028	46'417	3.2%	11'406	0.3%	35'735	1.2%
2029	48'100	3.6%	11'539	1.2%	35'709	-0.1%
2030	49'846	3.6%	11'674	1.2%	33'253	-6.9%
2031	51'655	3.6%	11'810	1.2%	32'824	-1.3%
2032	53'616	3.8%	11'950	1.2%	32'989	0.5%
2033	55'659	3.8%	12'092	1.2%	33'507	1.6%
2034	57'781	3.8%	12'235	1.2%	33'570	0.2%
2035	59'985	3.8%	12'381	1.2%	33'143	-1.3%
2036	62'274	3.8%	12'528	1.2%	33'050	-0.3%
2037	64'651	3.8%	12'677	1.2%	32'797	-0.8%
2038	67'120	3.8%	12'828	1.2%	32'769	-0.1%
2039	69'685	3.8%	12'980	1.2%	32'769	0.0%

E. SERIES DE PREVISION DE DEMANDA REGIONAL 2019 – 2039 AJUSTADO

Tabla 5-4: Series de Previsión de Demanda Regional 2019 – 2039 Ajustada

Región	Año	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Regulados [GWh]
Antofagasta	2019	12'820'663	1'040'493	1'068'830
Antofagasta	2020	13'074'238	1'041'987	1'076'044
Antofagasta	2021	13'504'574	1'046'769	1'117'590
Antofagasta	2022	14'674'878	1'056'800	1'150'596
Antofagasta	2023	16'563'579	1'059'642	1'181'544
Antofagasta	2024	16'954'729	1'066'116	1'214'908
Antofagasta	2025	22'694'853	1'068'801	1'247'555
Antofagasta	2026	22'777'806	1'072'603	1'288'107
Antofagasta	2027	22'512'627	1'073'891	1'329'340
Antofagasta	2028	22'760'129	1'075'514	1'372'080
Antofagasta	2029	22'632'766	1'088'502	1'421'836
Antofagasta	2030	20'157'935	1'101'649	1'473'424
Antofagasta	2031	19'702'857	1'114'957	1'526'914
Antofagasta	2032	19'783'968	1'128'652	1'584'869
Antofagasta	2033	20'257'312	1'142'538	1'645'252
Antofagasta	2034	20'330'294	1'156'596	1'707'967
Antofagasta	2035	19'862'933	1'170'830	1'773'103
Antofagasta	2036	19'781'260	1'185'242	1'840'754
Antofagasta	2037	19'531'568	1'199'834	1'911'018
Antofagasta	2038	19'508'653	1'214'607	1'983'996
Antofagasta	2039	19'508'653	1'229'565	2'059'792
Arica y Parinacota	2019	1'736	21'441	349'190
Arica y Parinacota	2020	1'736	21'472	351'547
Arica y Parinacota	2021	1'736	21'571	365'120
Arica y Parinacota	2022	1'736	21'777	375'904
Arica y Parinacota	2023	1'736	21'836	386'015
Arica y Parinacota	2024	1'736	21'969	396'915
Arica y Parinacota	2025	1'736	22'025	407'581
Arica y Parinacota	2026	1'736	22'103	420'829
Arica y Parinacota	2027	1'736	22'129	434'300
Arica y Parinacota	2028	1'736	22'163	448'263
Arica y Parinacota	2029	1'736	22'431	464'519
Arica y Parinacota	2030	1'736	22'701	481'373
Arica y Parinacota	2031	1'736	22'976	498'848
Arica y Parinacota	2032	1'736	23'258	517'782
Arica y Parinacota	2033	1'736	23'544	537'510
Arica y Parinacota	2034	1'736	23'834	557'999
Arica y Parinacota	2035	1'736	24'127	579'279
Arica y Parinacota	2036	1'736	24'424	601'381
Arica y Parinacota	2037	1'736	24'725	624'336
Arica y Parinacota	2038	1'736	25'029	648'178
Arica y Parinacota	2039	1'736	25'337	672'941
Atacama	2019	2'754'382	908'380	635'625
Atacama	2020	2'746'208	909'684	639'916
Atacama	2021	2'757'091	913'859	664'623

Región	Año	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Regulados [GWh]
Atacama	2022	2'767'400	922'616	684'251
Atacama	2023	2'775'695	925'097	702'656
Atacama	2024	2'782'198	930'749	722'497
Atacama	2025	2'785'191	933'094	741'912
Atacama	2026	2'788'716	936'412	766'028
Atacama	2027	2'792'066	937'537	790'549
Atacama	2028	2'797'611	938'954	815'966
Atacama	2029	2'799'656	950'293	845'555
Atacama	2030	2'802'177	961'770	876'235
Atacama	2031	2'804'568	973'389	908'045
Atacama	2032	2'807'381	985'345	942'510
Atacama	2033	2'806'368	997'468	978'420
Atacama	2034	2'805'746	1'009'741	1'015'715
Atacama	2035	2'805'746	1'022'168	1'054'451
Atacama	2036	2'787'844	1'034'750	1'094'683
Atacama	2037	2'786'656	1'047'489	1'136'469
Atacama	2038	2'786'656	1'060'386	1'179'868
Atacama	2039	2'786'656	1'073'445	1'224'943
Bío Bío	2019	16'125	2'838'586	3'574'460
Bío Bío	2020	16'125	2'842'661	3'598'587
Bío Bío	2021	16'125	2'855'708	3'737'527
Bío Bío	2022	16'125	2'883'071	3'847'908
Bío Bío	2023	16'125	2'890'825	3'951'408
Bío Bío	2024	16'125	2'908'486	4'062'987
Bío Bío	2025	16'125	2'915'813	4'172'168
Bío Bío	2026	16'125	2'926'184	4'307'783
Bío Bío	2027	16'125	2'929'698	4'445'676
Bío Bío	2028	16'125	2'934'127	4'588'610
Bío Bío	2029	16'125	2'969'558	4'755'008
Bío Bío	2030	16'125	3'005'424	4'927'535
Bío Bío	2031	16'125	3'041'731	5'106'418
Bío Bío	2032	16'125	3'079'094	5'300'236
Bío Bío	2033	16'125	3'116'975	5'502'174
Bío Bío	2034	16'125	3'155'328	5'711'908
Bío Bío	2035	16'125	3'194'160	5'929'741
Bío Bío	2036	16'125	3'233'477	6'155'986
Bío Bío	2037	16'125	3'273'285	6'390'968
Bío Bío	2038	16'125	3'313'589	6'635'025
Bío Bío	2039	16'125	3'354'395	6'888'509
Coquimbo	2019	578'639	203'416	1'425'599
Coquimbo	2020	579'226	203'754	1'448'942
Coquimbo	2021	579'397	204'689	1'509'163
Coquimbo	2022	579'519	206'667	1'561'687
Coquimbo	2023	579'519	207'238	1'611'887
Coquimbo	2024	579'519	208'521	1'665'634
Coquimbo	2025	579'519	209'062	1'718'723
Coquimbo	2026	579'519	209'809	1'779'785
Coquimbo	2027	579'519	210'063	1'841'724
Coquimbo	2028	579'519	210'383	1'905'815

Región	Año	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Regulados [GWh]
Coquimbo	2029	579'519	212'927	1'979'556
Coquimbo	2030	579'519	215'501	2'056'006
Coquimbo	2031	579'519	218'107	2'135'393
Coquimbo	2032	579'519	220'786	2'220'466
Coquimbo	2033	579'519	223'502	2'309'104
Coquimbo	2034	579'519	226'253	2'401'241
Coquimbo	2035	579'519	229'037	2'497'013
Coquimbo	2036	579'519	231'856	2'596'557
Coquimbo	2037	579'519	234'710	2'699'993
Coquimbo	2038	579'519	237'600	2'807'469
Coquimbo	2039	579'519	240'526	2'919'110
La Araucanía	2019		49'482	1'507'401
La Araucanía	2020		49'553	1'517'575
La Araucanía	2021		49'780	1'576'168
La Araucanía	2022		50'257	1'622'718
La Araucanía	2023		50'392	1'666'365
La Araucanía	2024		50'700	1'713'420
La Araucanía	2025		50'828	1'759'463
La Araucanía	2026		51'009	1'816'654
La Araucanía	2027		51'070	1'874'805
La Araucanía	2028		51'147	1'935'082
La Araucanía	2029		51'765	2'005'255
La Araucanía	2030		52'390	2'078'012
La Araucanía	2031		53'023	2'153'449
La Araucanía	2032		53'674	2'235'185
La Araucanía	2033		54'335	2'320'345
La Araucanía	2034		55'003	2'408'793
La Araucanía	2035		55'680	2'500'657
La Araucanía	2036		56'365	2'596'067
La Araucanía	2037		57'059	2'695'162
La Araucanía	2038		57'762	2'798'085
La Araucanía	2039		58'473	2'904'983
Libertador Bernardo O'Higgins	2019	1'919'159	454'490	1'817'049
Libertador Bernardo O'Higgins	2020	2'001'421	455'142	1'829'314
Libertador Bernardo O'Higgins	2021	2'056'716	457'231	1'899'943
Libertador Bernardo O'Higgins	2022	2'059'876	461'612	1'956'054
Libertador Bernardo O'Higgins	2023	2'526'870	462'854	2'008'668
Libertador Bernardo O'Higgins	2024	2'511'110	465'682	2'065'388
Libertador Bernardo O'Higgins	2025	2'287'199	466'855	2'120'889
Libertador Bernardo O'Higgins	2026	2'290'354	468'515	2'189'828
Libertador Bernardo O'Higgins	2027	2'416'529	469'078	2'259'925
Libertador Bernardo O'Higgins	2028	2'574'930	469'787	2'332'585
Libertador Bernardo O'Higgins	2029	2'663'146	475'460	2'417'172
Libertador Bernardo O'Higgins	2030	2'677'320	481'203	2'504'875
Libertador Bernardo O'Higgins	2031	2'701'729	487'016	2'595'808
Libertador Bernardo O'Higgins	2032	2'782'027	492'998	2'694'334
Libertador Bernardo O'Higgins	2033	2'824'527	499'063	2'796'988
Libertador Bernardo O'Higgins	2034	2'831'610	505'204	2'903'605
Libertador Bernardo O'Higgins	2035	2'871'741	511'421	3'014'338

Región	Año	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Regulados [GWh]
Libertador Bernardo O'Higgins	2036	2'877'249	517'716	3'129'348
Libertador Bernardo O'Higgins	2037	2'871'741	524'090	3'248'799
Libertador Bernardo O'Higgins	2038	2'871'741	530'543	3'372'864
Libertador Bernardo O'Higgins	2039	2'871'741	537'077	3'501'720
Los Lagos	2019		247'278	2'072'888
Los Lagos	2020		247'633	2'086'879
Los Lagos	2021		248'769	2'167'452
Los Lagos	2022		251'153	2'231'464
Los Lagos	2023		251'829	2'291'486
Los Lagos	2024		253'367	2'356'192
Los Lagos	2025		254'005	2'419'508
Los Lagos	2026		254'909	2'498'154
Los Lagos	2027		255'215	2'578'120
Los Lagos	2028		255'601	2'661'010
Los Lagos	2029		258'687	2'757'506
Los Lagos	2030		261'812	2'857'558
Los Lagos	2031		264'975	2'961'295
Los Lagos	2032		268'229	3'073'693
Los Lagos	2033		271'529	3'190'800
Los Lagos	2034		274'870	3'312'428
Los Lagos	2035		278'253	3'438'753
Los Lagos	2036		281'678	3'569'956
Los Lagos	2037		285'146	3'706'226
Los Lagos	2038		288'657	3'847'759
Los Lagos	2039		292'212	3'994'758
Los Ríos	2019		147'427	751'643
Los Ríos	2020		147'639	756'716
Los Ríos	2021		148'316	785'932
Los Ríos	2022		149'738	809'144
Los Ríos	2023		150'140	830'908
Los Ríos	2024		151'058	854'371
Los Ríos	2025		151'438	877'329
Los Ríos	2026		151'977	905'847
Los Ríos	2027		152'159	934'843
Los Ríos	2028		152'389	964'900
Los Ríos	2029		154'229	999'890
Los Ríos	2030		156'092	1'036'169
Los Ríos	2031		157'978	1'073'785
Los Ríos	2032		159'918	1'114'541
Los Ríos	2033		161'886	1'157'005
Los Ríos	2034		163'878	1'201'108
Los Ríos	2035		165'895	1'246'914
Los Ríos	2036		167'936	1'294'490
Los Ríos	2037		170'004	1'343'902
Los Ríos	2038		172'097	1'395'223
Los Ríos	2039		174'217	1'448'525
Magallanes y Antártica Chilena	2019			18'272
Magallanes y Antártica Chilena	2020			18'396
Magallanes y Antártica Chilena	2021			19'106

Región	Año	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Regulados [GWh]
Magallanes y Antártica Chilena	2022			19'670
Magallanes y Antártica Chilena	2023			20'199
Magallanes y Antártica Chilena	2024			20'769
Magallanes y Antártica Chilena	2025			21'328
Magallanes y Antártica Chilena	2026			22'021
Magallanes y Antártica Chilena	2027			22'726
Magallanes y Antártica Chilena	2028			23'456
Magallanes y Antártica Chilena	2029			24'307
Magallanes y Antártica Chilena	2030			25'189
Magallanes y Antártica Chilena	2031			26'103
Magallanes y Antártica Chilena	2032			27'094
Magallanes y Antártica Chilena	2033			28'126
Magallanes y Antártica Chilena	2034			29'199
Magallanes y Antártica Chilena	2035			30'312
Magallanes y Antártica Chilena	2036			31'469
Magallanes y Antártica Chilena	2037			32'670
Magallanes y Antártica Chilena	2038			33'917
Magallanes y Antártica Chilena	2039			35'213
Maule	2019		575'855	2'176'039
Maule	2020		576'682	2'190'727
Maule	2021		579'328	2'275'310
Maule	2022		584'880	2'342'507
Maule	2023		586'453	2'405'515
Maule	2024		590'035	2'473'441
Maule	2025		591'522	2'539'908
Maule	2026		593'626	2'622'467
Maule	2027		594'339	2'706'413
Maule	2028		595'237	2'793'427
Maule	2029		602'425	2'894'726
Maule	2030		609'701	2'999'756
Maule	2031		617'066	3'108'655
Maule	2032		624'646	3'226'647
Maule	2033		632'331	3'349'581
Maule	2034		640'111	3'477'262
Maule	2035		647'989	3'609'873
Maule	2036		655'965	3'747'605
Maule	2037		664'041	3'890'656
Maule	2038		672'217	4'039'232
Maule	2039		680'496	4'193'546
Metropolitana de Santiago	2019	1'321'839	3'423'451	17'031'583
Metropolitana de Santiago	2020	1'321'839	3'415'045	17'133'612
Metropolitana de Santiago	2021	1'321'839	3'445'144	17'791'101
Metropolitana de Santiago	2022	1'321'839	3'489'806	18'309'035
Metropolitana de Santiago	2023	1'321'839	3'513'909	18'793'788
Metropolitana de Santiago	2024	1'321'839	3'548'373	19'316'723
Metropolitana de Santiago	2025	1'321'839	3'572'004	19'827'954
Metropolitana de Santiago	2026	1'321'839	3'630'483	20'467'564
Metropolitana de Santiago	2027	1'321'839	3'755'504	21'118'053
Metropolitana de Santiago	2028	1'321'839	3'778'410	21'792'429

Región	Año	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Regulados [GWh]
Metropolitana de Santiago	2029	1'321'839	3'819'203	22'578'331
Metropolitana de Santiago	2030	1'321'839	3'860'429	23'393'188
Metropolitana de Santiago	2031	1'321'839	3'902'141	24'237'950
Metropolitana de Santiago	2032	1'321'839	3'945'019	25'154'131
Metropolitana de Santiago	2033	1'321'839	3'988'457	26'108'692
Metropolitana de Santiago	2034	1'321'839	4'032'411	27'100'035
Metropolitana de Santiago	2035	1'321'839	4'076'841	28'129'585
Metropolitana de Santiago	2036	1'321'839	4'121'789	29'198'822
Metropolitana de Santiago	2037	1'321'839	4'167'205	30'309'306
Metropolitana de Santiago	2038	1'321'839	4'213'197	31'462'637
Metropolitana de Santiago	2039	1'321'839	4'259'719	32'660'501
Tarapacá	2019	2'392'166	83'856	551'218
Tarapacá	2020	2'405'703	83'976	554'938
Tarapacá	2021	2'396'069	84'361	576'364
Tarapacá	2022	2'420'886	85'170	593'386
Tarapacá	2023	2'422'217	85'399	609'347
Tarapacá	2024	2'431'912	85'921	626'553
Tarapacá	2025	2'442'824	86'137	643'390
Tarapacá	2026	2'446'622	86'443	664'303
Tarapacá	2027	2'454'677	86'547	685'568
Tarapacá	2028	2'464'341	86'678	707'610
Tarapacá	2029	2'475'256	87'725	733'270
Tarapacá	2030	2'477'336	88'784	759'875
Tarapacá	2031	2'477'336	89'857	787'461
Tarapacá	2032	2'478'925	90'961	817'350
Tarapacá	2033	2'481'766	92'080	848'490
Tarapacá	2034	2'477'336	93'213	880'834
Tarapacá	2035	2'477'336	94'360	914'426
Tarapacá	2036	2'478'925	95'521	949'315
Tarapacá	2037	2'481'766	96'697	985'551
Tarapacá	2038	2'477'336	97'888	1'023'188
Tarapacá	2039	2'477'336	99'093	1'062'277
Valparaíso	2019	3'046'801	807'927	3'174'620
Valparaíso	2020	3'096'857	809'087	3'196'048
Valparaíso	2021	3'117'479	812'800	3'319'446
Valparaíso	2022	3'226'400	820'588	3'417'480
Valparaíso	2023	3'203'565	822'795	3'509'403
Valparaíso	2024	3'215'884	827'822	3'608'500
Valparaíso	2025	3'214'654	829'907	3'705'468
Valparaíso	2026	3'218'788	832'859	3'825'914
Valparaíso	2027	3'218'788	833'859	3'948'382
Valparaíso	2028	3'218'788	835'120	4'075'327
Valparaíso	2029	3'218'788	845'204	4'223'112
Valparaíso	2030	3'218'788	855'413	4'376'340
Valparaíso	2031	3'218'353	865'746	4'535'213
Valparaíso	2032	3'217'926	876'381	4'707'350
Valparaíso	2033	3'217'926	887'162	4'886'699
Valparaíso	2034	3'205'791	898'079	5'072'973
Valparaíso	2035	3'205'791	909'131	5'266'439

Región	Año	Libre Cobre [GWh]	Libre No Cobre [GWh]	Regulados [GWh]
Valparaíso	2036	3'205'791	920'322	5'467'376
Valparaíso	2037	3'205'791	931'652	5'676'073
Valparaíso	2038	3'205'791	943'123	5'892'830
Valparaíso	2039	3'205'791	954'738	6'117'959