

PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA 2018 – 2038

22 de Enero de 2019

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

www.coordinador.cl

1	INTRODUCCIÓN	3
2	METODOLOGÍA	4
2.1	TIPOS DE CLIENTES	4
2.2	PERFILES DE DEMANDA	5
2.3	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA CLIENTES INDUSTRIALES Y VEGETATIVOS	6
2.3.1	MODELO DE CORRECCIÓN DE ERRORES (MCE): RELACIÓN ENTRE CONSUMO VARIABLE Y DETERMINANTES	7
2.3.2	MODELO DE PANEL DE PAÍSES	7
2.3.3	PROYECCIÓN DE REGRESORES	8
2.3.4	AJUSTE DE LARGO PLAZO AL MCE	9
2.3.5	PROYECCIÓN DE DEMANDA AGREGADA	9
2.3.6	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DESAGREGADA	9
2.4	DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LA DEMANDA PROYECTADA PARA CLIENTES INDUSTRIALES Y VEGETATIVOS	10
2.5	PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GRANDES CLIENTES INDUSTRIALES	10
2.6	PERFIL MENSUAL DE LA DEMANDA	10
2.7	DISTRIBUCIÓN HORARIA DE LA DEMANDA DE GRANDES CLIENTES INDUSTRIALES	11
2.8	CONVERGENCIA DE MODELO BOTTOM-UP CON MODELOS TOP-DOWN Y PROYECCIÓN FINAL DE DEMANDA	12
3	DEMANDA 2018 – 2038	14
3.1	VARIABLES DE ENTRADA	14
3.1.1	IMACEC	14
3.1.2	POBLACIÓN	14
3.1.3	COSTO MARGINAL PROMEDIO MENSUAL	15
3.1.4	ENCUESTA CLIENTES INDUSTRIALES	16
3.2	PROYECCIÓN DE DEMANDA 2018 – 2038	16
3.2.1	NACIONAL	16
3.2.2	REGIONAL	19
4	ESTUDIOS FUTUROS	23

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 son fundamentales 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.

El presente documento corresponde al informe de proyección de demanda 2018 – 2038 del Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante el Coordinador, y en él se describe la metodología, los supuestos y los resultados del proceso desarrollado para proyectar la demanda de potencia y energía 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 2019, 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 metodología de proyección de demanda eléctrica aplicada para el ejercicio de planificación de la transmisión 2019, se basa en la utilización de dos modelos de proyección de demanda, los cuales convergen dentro del horizonte de estudio.

En primer lugar, se utiliza un modelo *top-down*, el cual, a través de ciertas variables y supuestos macroeconómicos, proyecta las tasas de crecimiento del consumo de energía eléctrica para el Sistema Eléctrico Nacional en su conjunto, en adelante el SEN, y a su vez proyecta tasas de crecimiento diferenciadas para clientes industriales y vegetativos, diferenciándolos además por su ubicación geográfica dentro del país. No obstante lo anterior, existen clientes industriales que en la práctica presentan tasas de crecimiento no lineales, en el sentido que su historial de consumo de energía eléctrica muestra que existen años en los que las tasas de crecimiento son cercanas a cero, pero que al año siguiente presentan un fuerte incremento, influenciado principalmente por la entrada de nuevos proyectos de consumo, como por ejemplo se observa en el patrón de consumo de la Gran Minería, en efecto, en la figura 2.1 se muestra un gráfico del consumo de energía eléctrica del antiguo Sistema Interconectado Norte Grande (SING), el cual se componía principalmente de este tipo de consumidores.

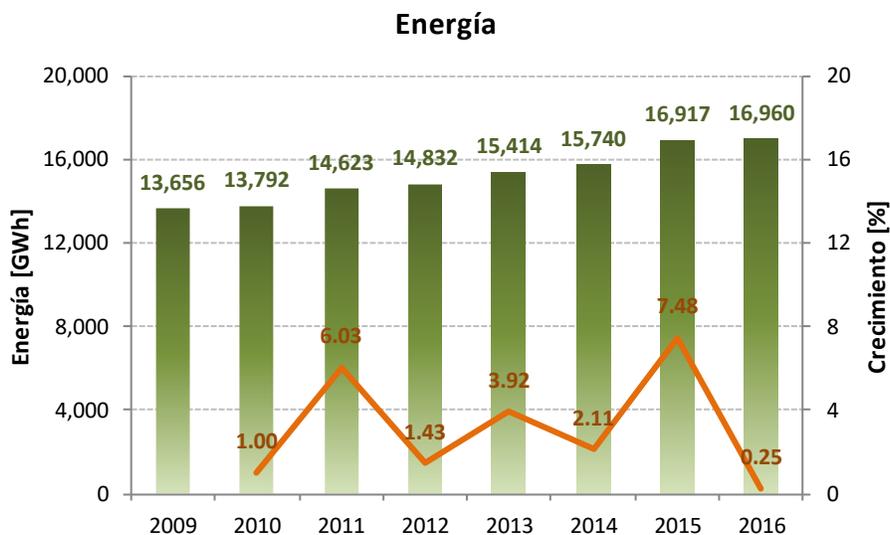


Figura 2.1: Consumo histórico de energía eléctrica del antiguo SING.

Debido a lo expuesto anteriormente, las tasas de crecimiento de demanda de los clientes industriales cuya potencia instalada es mayor a 30 [MW], se proyectan con una metodología basada en un modelo *bottom-up*, que consiste principalmente en la realización de encuestas a grandes clientes, acerca de sus proyecciones de demanda de energía y potencia.

2.1 TIPOS DE CLIENTES

¿Por qué se hace una diferenciación de tipos de clientes? Favor agregar un párrafo que indique las razones y luego pasar a su definición.

En consideración a las características de cada tipo de consumo, se definieron los siguientes grupos de clientes:

- **Vegetativos:** Clientes de distribuidoras con comportamiento vegetativo, principalmente sometidos a regulación de precios. En esta categoría es posible encontrar principalmente a los consumos residenciales.
- **Industriales:** Clientes industriales (no sometidos a regulación de precios) de distribuidoras o no, que no pertenecen al rubro minero o que por el comportamiento de su crecimiento es factible considerar en conjunto con otros consumos. Entre ellos se encuentran procesos del tipo productivo.
- **Grandes Clientes:** Esencialmente clientes de la gran minera u otros similares en cuanto al comportamiento de su crecimiento de demanda e información disponible en relación con la evolución de su nivel de demanda. El listado de estos clientes puede encontrarse en el anexo 5.1.

En la información estadística revisada, se encontró coherencia en el comportamiento del grupo de clientes vegetativos con los clientes sometidos a regulación de precios, de igual manera, el grupo de clientes industriales se encuentra coherente con aquellos clientes no sometidos a regulación de precios.

Se asume que los patrones de comportamiento descritos para cada grupo de cliente definido se mantienen en el horizonte de estudio.

2.2 PERFILES DE DEMANDA

Para representar adecuadamente la demanda, se generan perfiles típicos de potencia media horaria, de acuerdo con los tipos de clientes para cada día definido, los cuales son: lunes¹, 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.

Para efectos de efectuar la proyección de la demanda futura, estos perfiles son estimados para cada tipo de cliente, de acuerdo con la definición entregada previamente, permitiendo con esto contar con tasas de crecimiento diferenciadas para cada uno de ellos.

A modo de ejemplo, en la figura 2.2, se presenta el perfil de demanda para los clientes industriales de la barra Diego de Almagro 220 kV para los meses de enero a marzo, expresados en MW.

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.

INDUSTRIAL	HORA	ENERO				FEBRERO				MARZO			
		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 2.2: Demanda horaria de Diego de Almagro 220 kV para cada día tipo de enero a marzo.

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 tipo de cliente.

2.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA CLIENTES INDUSTRIALES Y VEGETATIVOS

Lo expuesto a continuación corresponde a un resumen de los principales conceptos detrás de la metodología desarrollada durante el año 2015, la cual puede ser encontrada en el informe de Previsión de la Demanda 2015². El modelo se compone de varias etapas hasta la obtención de la proyección definitiva. Cabe destacar que en el presente estudio se han actualizado los datos a partir de los cuales se proyecta la demanda.

El siguiente esquema resume la composición del modelo en sus distintas etapas:

²Disponible en: <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/estudios-de-planificacion/attachment/informe-final-estudio-de-prevision-de-demanda-2015/>

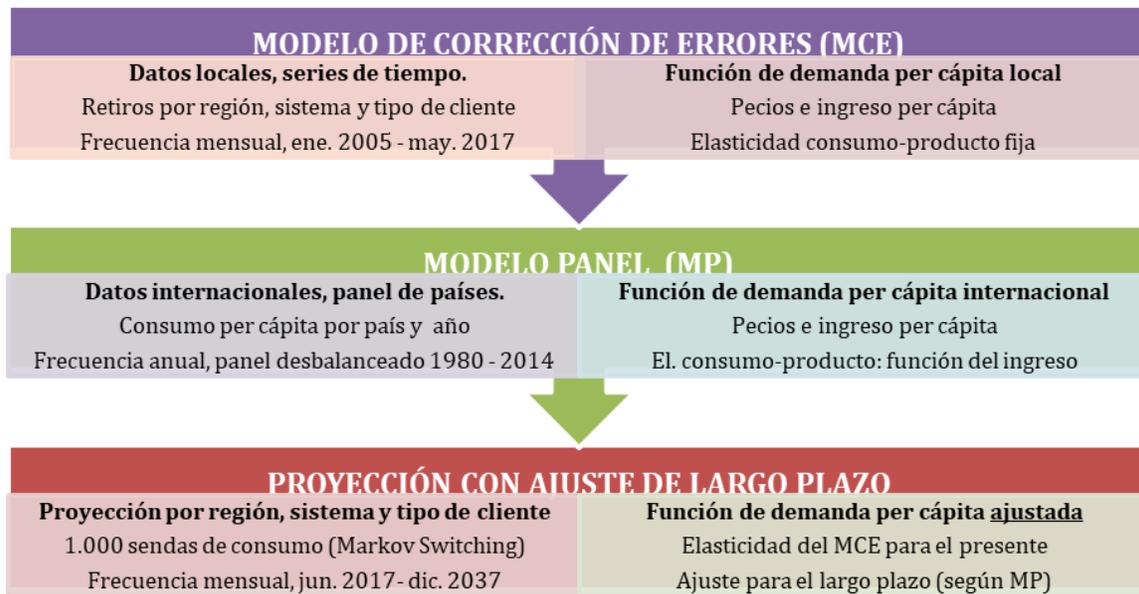


Figura 2.3: Esquema del modelo *top-down* utilizado para la proyección de demanda.

2.3.1 MODELO DE CORRECCIÓN DE ERRORES (MCE): RELACIÓN ENTRE CONSUMO VARIABLE Y DETERMINANTES

En primer término, se realiza la búsqueda de una relación econométrica que dé cuenta de la incidencia de una muestra de ciertas variables explicativas en la evolución del consumo de energía mensual (elasticidad del consumo de energía con respecto de cada variable), lo cual se realiza para distintos niveles de agregación de la demanda, tanto espacial (por región o zona) como por tipo de cliente (industriales y vegetativos), obteniendo una relación particular para cada uno de los niveles en que se aplica, de este modo es posible proyectar la evolución de la demanda para cada nivel en forma independiente.

La elección de las variables utilizadas como posibles variables explicativas de la evolución de la demanda (regresores) dependerá, en principio, de la disponibilidad de la información estadística para desarrollar los análisis, y luego de los resultados conseguidos durante el proceso de ajuste de los distintos modelos, por lo que pueden resultar diferentes conjuntos de variables para cada nivel de agregación analizado. No obstante, el proceso inicia a partir de un conjunto de variables candidatas definidas previamente, entre las que se encuentran la actividad económica, población y el precio de la energía.

Las relaciones encontradas se utilizarán para proyectar el consumo de energía hacia el futuro, a partir de la proyección de las variables explicativas consideradas en cada regresión.

2.3.2 MODELO DE PANEL DE PAÍSES

Como complemento del MCE, se trabaja sobre un modelo tipo panel de países, en el cual se analiza la información estadística acerca de la evolución del consumo eléctrico per cápita y de la evolución de las tasas de crecimiento del ingreso (PIB), en función del ingreso per cápita por país. La introducción de este

modelo como complemento al MCE guarda relación con la necesidad de dar cuenta de ciertos fenómenos observados en la experiencia internacional, de modo que resulta bastante probable que estos se presenten durante el tránsito hacia el desarrollo de nuestro país, por lo que resulta importante capturar estos efectos. En términos más concretos, se trata del distanciamiento paulatino que se produce entre el crecimiento económico y el ingreso per cápita (disminución de la elasticidad consumo-producto), y de la disminución de las tasas de crecimiento esperadas para el ingreso per cápita, ambos en la medida que los países alcanzan un mayor desarrollo.

2.3.3 PROYECCIÓN DE REGRESORES

Una vez obtenidos los modelos de corrección de errores y de panel de países es necesario proyectar las variables explicativas necesarias para obtener la proyección de la demanda de energía. A continuación, se describe la forma en que se obtienen estas proyecciones o la fuente desde donde se toman estas.

2.3.3.1 Actividad económica

Uno de los principales valores de la metodología desarrollada, consiste en la búsqueda de independencia respecto de las distintas proyecciones particulares que se pueden encontrar para la variable de mayor incidencia en el modelo: la actividad económica, típicamente representada por el PIB o IMACEC.

En este sentido, la propuesta metodológica considera proyecciones de esta variable por medio de simulaciones que den cuenta de las posibles sendas de crecimiento que se puedan presentar a futuro para nuestro país. Estas simulaciones se realizan mediante un enfoque denominado Márkov Switching, el cual permite simular la evolución de una variable en el tiempo por medio de transiciones entre distintos estados identificados a priori, las cuales quedan determinadas por el resultado de sorteos aleatorios en cada etapa, y la descripción que se haga de cada uno de los estados en base a la estadística. De esta, se definen tres estados posibles para el nivel de actividad económica (alto, medio y bajo), los cuales son representados cada uno por una distribución normal que se ajusta de acuerdo con la estadística. Asimismo, a partir de la información estadística se define una matriz de transición de estados, la que entrega la probabilidad de transitar desde un estado de la economía a otro.

Lo anterior deriva en la proyección de una multiplicidad (mil, en este caso) de posibles sendas de evolución del indicador de actividad económica, lo que da lugar, a su vez, a igual cantidad de sendas de evolución de la demanda de energía eléctrica.

2.3.3.2 Población

La proyección de la población ingresa en el modelo para dar sentido a los resultados, ya que estos se han desarrollado en base a relaciones sobre el consumo de energía per cápita, y no en términos absolutos.

En esta ocasión, se ha optado por tomar proyecciones externas para esta variable, específicamente la proyección proveniente de un trabajo conjunto del INE y la CEPAL³.

2.3.3.3 Precios

La variable precio de la energía ingresa en la relación de largo plazo encontrada, aunque lo hace con una presencia (elasticidad) baja. En este caso, la proyección de precios que se ha propuesto utilizar

³ Chile: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País. 1950-2050. INE y CEPAL.

corresponde a aquella proveniente de las simulaciones contenida en el informe final de la propuesta de expansión del año inmediatamente anterior, u otra equivalente obtenida para estos efectos (ad hoc).

2.3.4 AJUSTE DE LARGO PLAZO AL MCE

Para las distintas trayectorias de actividad económica proyectadas con el enfoque de Márkov Switching se determinan valores del ingreso (PIB) per cápita equivalente (país) para cada trayectoria y periodo (mes). De esta manera, en la medida en que las simulaciones avanzan en el tiempo, los valores medios de las distribuciones de probabilidad asociada a cada estado de la economía se ajustan a la baja de acuerdo con los resultados del modelo de panel de países, en función de la evolución del ingreso per cápita estimado. Con esto, se introduce en el modelo el efecto del desarrollo económico del país sobre las tasas de crecimiento esperadas para la economía.

De igual forma, una vez obtenido los valores del PIB per cápita equivalente definitivos para cada periodo y trayectoria simulada, se procede a ajustar el valor de la elasticidad consumo-producto en los distintos modelos determinados para cada nivel de agregación de acuerdo con los resultados del modelo de panel de países. De esta forma se introduce el efecto que tiene el desarrollo económico en la elasticidad de la demanda de energía eléctrica (desacople entre el consumo de energía y PIB).

2.3.5 PROYECCIÓN DE DEMANDA AGREGADA

Una vez ajustada la proyección de las trayectorias de crecimiento y las elasticidades de los modelos econométricos, se determinan las proyecciones de demanda para el sistema agregado, esto es, para el modelo con el mayor nivel de agregación.

A continuación, se resume el procedimiento de proyección:

1. Para cada una de las trayectorias de ingreso per cápita proyectadas, se calcularon las elasticidades consumo-producto respectivas según el modelo de datos de panel de países.
2. Se ajustan las elasticidades estimadas en los Modelos de Corrección de Errores de acuerdo con la variación de las elasticidades obtenidas del modelo panel de países.
3. Con las elasticidades ajustadas y las proyecciones de crecimiento económico, se proyecta una serie de sendas de crecimiento de consumo per cápita de electricidad.
4. Finalmente, utilizando las proyecciones de población, se obtienen las estimaciones de consumo total.

2.3.6 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DESAGREGADA

A partir de los modelos econométricos determinados para cada nivel de agregación definido, se procede de manera similar al punto anterior, obteniendo una estimación de demanda por cada uno de los modelos definidos.

De esta forma, se construyen estimaciones de la evolución posible de la demanda por región y tipo de cliente.

Una vez obtenidas las estimaciones para cada nivel de desagregación, a partir de estos resultados se procede a normalizar los valores de estas proyecciones, de modo que sean consistentes con los resultados obtenidos para el modelo agregado. Las proyecciones de consumo de energía eléctrica obtenidas para clientes vegetativos e industriales a través de esta metodología son las utilizadas en la Propuesta de Expansión de los Sistemas de Transmisión 2019.

2.4 DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LA DEMANDA PROYECTADA PARA CLIENTES INDUSTRIALES Y VEGETATIVOS

La distribución espacial de la demanda se realiza a partir de los perfiles de demanda horaria por día tipo, barra y tipo de cliente, en base a la proyección de energía anual, y en forma proporcional a la demanda asociada a los perfiles de cada barra.

2.5 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GRANDES CLIENTES INDUSTRIALES

Los consumos catalogados como Grandes Clientes Industriales pertenecen principalmente al rubro de la gran minería, siendo los correspondientes a la Minería del Cobre los mayores consumos, los cuales se encuentran desde la XV a la VI Región.

La principal característica de operación de estos clientes corresponde a su consumo de energía relativamente constante, es decir, la variación de energía consumida entre periodos no supera el 10% durante su operación normal, lo que genera una curva de consumo prácticamente plana. Otra característica importante es su periodo de operación, en el cual no se diferencia entre días laborales o festivos o si es horario diurno o nocturno, es decir, son consumos que se presentan las 24 horas del día durante los siete días de la semana.

2.6 PERFIL MENSUAL DE LA DEMANDA

A partir de la información estadística de retiros mensuales de energía del Sistema, se construye un perfil representativo de la demanda anual por cliente, es decir, para cada cliente se determina la distribución mensual de su consumo como porcentaje de su propio consumo total anual, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Factor Mensual Cliente } X(m, a) = \frac{\text{Energía Mensual (m.a)}}{\text{Energía Total Anual (a)}} \quad \text{Donde "m" es el mes y "a" es el año.}$$

Como ejemplo, en la siguiente figura 2.4, se puede observar el perfil mensual de un consumo genérico típico.

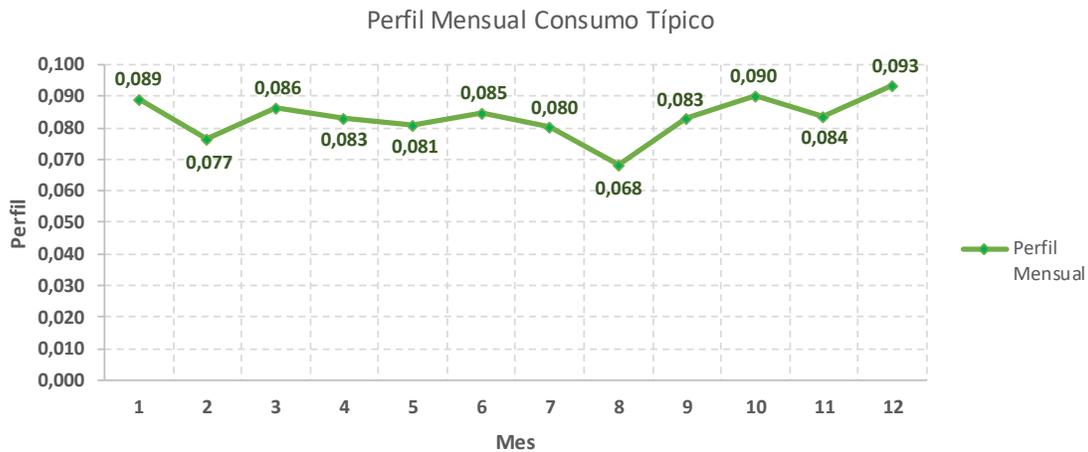


Figura 2.4: Distribución mensual del consumo de energía para clientes típico.

2.7 DISTRIBUCIÓN HORARIA DE LA DEMANDA DE GRANDES CLIENTES INDUSTRIALES

Utilizando como base la información de retiros horarios de energía de los Grandes Clientes, se desarrolla una metodología que permite obtener una curva característica del comportamiento de estos, con resolución horaria.

Esta curva horaria característica por cliente corresponde al perfil de la demanda de dicho cliente para cada mes, y permite generar una curva característica del sistema, considerando la coincidencia horaria entre los consumos de los distintos clientes. Cabe señalar, que el perfil horario de la demanda corresponde a un factor adimensional, que representa un día típico por mes y cuyo promedio mensual equivale a 1. Este perfil horario por Cliente se obtiene de acuerdo con el siguiente procedimiento:

1. Calcular la razón entre la energía total de las horas h del mes m con respecto al promedio de las 24 energías horarias del mes, resultando un vector de 24 valores con promedio 1 y suma 24.

$$\text{Perfil Horario X (h, m)} = \frac{\sum_1^n \text{Energía Horaria (h, n, m)}}{\text{Promedio Energía Horaria Total Mensual (m)}}$$

Donde h es la hora, m el mes y n es la cantidad de días en el mes.

2. Generar un día típico para cada mes mediante la verificación el vector anterior de acuerdo con las siguientes:
 - Si el valor respectivo por cada hora del Factor Energía obtenido es mayor a 1,04, se elige la potencia máxima de esa hora entre los días del mes.
 - Si el valor respectivo por cada hora del Factor Energía obtenido es menor a 0,96, se elige la potencia mínima de esa hora entre los días del mes.
 - Si el valor respectivo por cada hora del Factor Energía obtenido se encuentra entre el rango 0,96 – 1,04, se elige la potencia media de esa hora entre los días del mes.

3. Calcular el perfil horario de cada mes para cada cliente de acuerdo con el día típico construido en el punto II según la siguiente ecuación:

$$\text{Factor Energía X (h. m)} = \frac{\text{Potencia Horaria (h. m)}}{\text{Promedio Potencia Horaria (m)}}$$

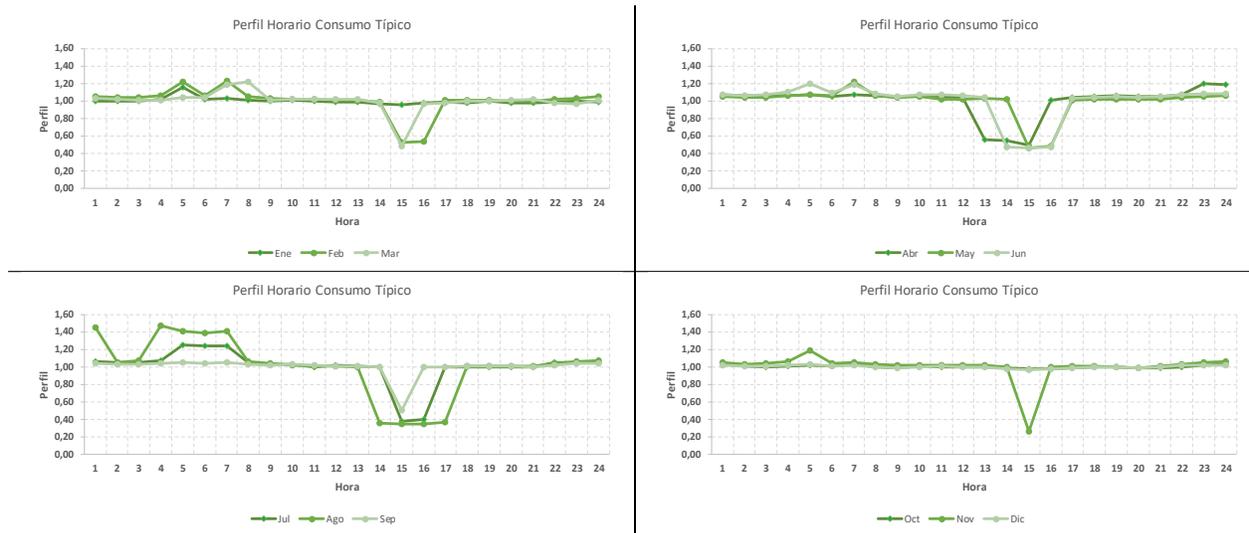


Figura 2.5: Perfil horario de un cliente típico.

En la figura anterior se muestran los perfiles horarios de un cliente típico para todos los meses del año. Se observa que los consumos del sistema tienen casi la misma forma durante todo el año, es decir, independiente del mes, los consumos del sistema son equivalentes, ya sea en verano (peso horario de la demanda del mes de febrero) o en invierno (peso horario de la demanda del mes de julio), la diferencia radica en los puntos extremos de las curvas (valores máximos y mínimos). Con respecto a este hecho, es posible apreciar que la demanda es mayor entre los periodos 4-8 horas y 21-24 horas y es menor entre las horas 13 y 17.

Posterior a la obtención de los perfiles mensuales y horarios por cliente para cada año que se posea estadística (o los necesarios para que sea una muestra representativa), se generan los perfiles mensuales y horarios finales para cada cliente a través del promedio de los perfiles obtenidos para cada año.

2.8 CONVERGENCIA DE MODELO BOTTOM-UP CON MODELOS TOP-DOWN Y PROYECCIÓN FINAL DE DEMANDA

El Coordinador solicitó a los Grandes Clientes del Sistema Eléctrico Nacional, información relativa a la proyección de sus consumos existentes como de nuevos proyectos que impliquen aumentos de demanda en el horizonte 2018-2038. La información entregada por estos clientes se procesa de acuerdo con la metodología descrita anteriormente para obtener la proyección de demanda de Grandes Clientes. No

obstante, en términos de consumo de energía eléctrica, la información entregada por los Grandes Clientes presenta dos características:

- En general, proyecta tasas de aumento en el consumo de energía eléctrica para los primeros años del horizonte de estudio mayores a las proyectadas por el modelo *top-down*.
- Mantiene valores de consumo de energía eléctrica relativamente constante a partir del octavo año.

De este modo, al utilizar el modelo *bottom-up*, el consumo total de energía eléctrica proyectado para el Sistema Eléctrico Nacional resulta mayor al proyectado por el modelo *top-down* durante los primeros años del horizonte de estudio. A pesar de esto, el consumo de los grandes clientes se mantiene relativamente constante a partir del año 2024 hasta el año 2033, año en el cual el modelo *top-down* proyecta un valor de consumo de energía eléctrica para el sistema eléctrico nacional por sobre a lo que se obtiene si se utiliza el modelo *bottom-up*, por lo que a partir del año 2033 se considera que el consumo de energía eléctrica de los grandes clientes varía de acuerdo a las tasas proyectadas por el modelo *top-down* para clientes industriales. De este modo, ambos modelos convergen al final del horizonte a un mismo valor de consumo de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional.

3 DEMANDA 2018 – 2038

En el presente capítulo se expone la información respecto al desarrollo económico y los resultados obtenidos de la metodología de proyección de demanda 2018 – 2038.

3.1 VARIABLES DE ENTRADA

3.1.1 IMACEC

Como se especificó en los capítulos previos, el modelo econométrico *top-down*, se basa en el desarrollo económico del país, lo cual es representado principalmente en este estudio por el IMACEC, el cual posee resolución mensual.

En este proceso, se utilizó el IMACEC publicado al 5 de junio del 2018 por el Banco Central de Chile, y que muestra la evolución indicada en la siguiente figura, para el periodo de enero de 2016 a marzo de 2018.

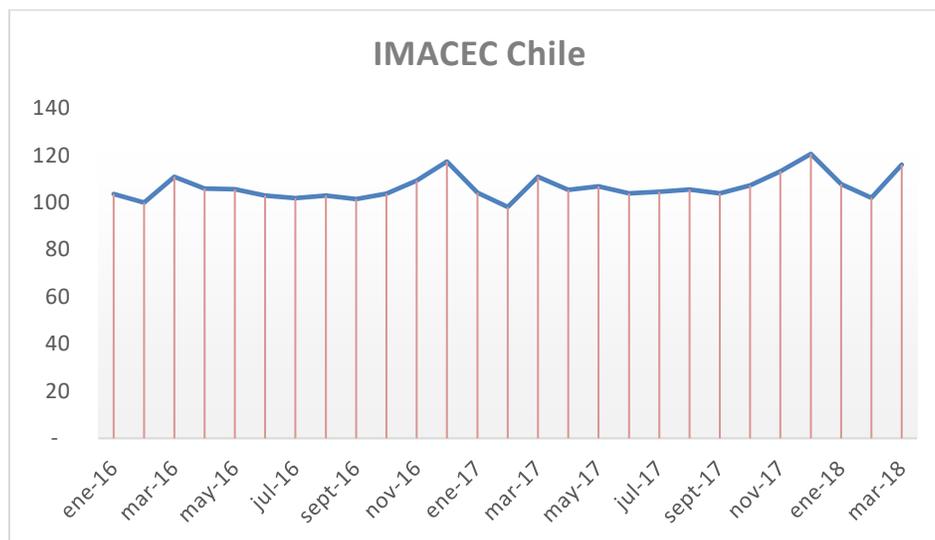


Figura 3.1: Evolución IMACEC Chile enero de 2016 a marzo de 2018.

Este indicador, fue proyectado mensualmente en todo el horizonte 2018 – 2038 y utilizado posteriormente en los modelos de proyección, acorde a la metodología descrita anteriormente.

3.1.2 POBLACIÓN

Los datos de población utilizados se encuentran en la publicación “CHILE: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País 1950-2050”⁴ publicadas por el INE en el año 2005.

La evolución de la población proyectada, así como las tasas de crecimiento, se muestran en la siguiente figura.

⁴ Disponible en: <http://www.ine.cl/docs/default-source/demogr%C3%A1ficas-y-vitales/demograf%C3%ADa/proyeccion-vigente/documentos-antiguos/microsoftwordinforma t.pdf?sfvrsn=4>

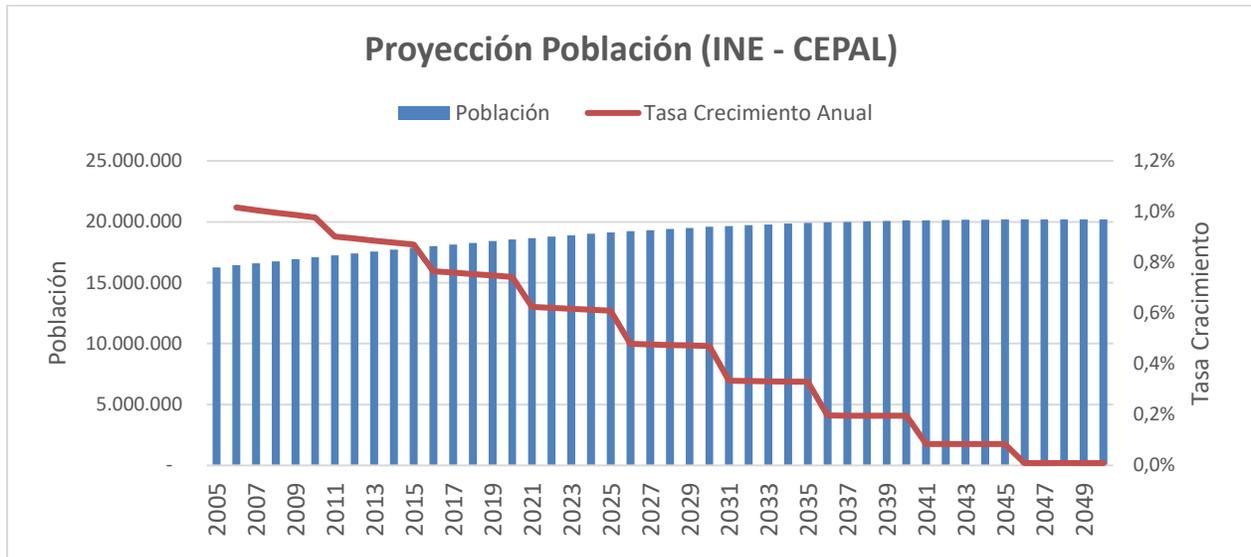


Figura 3.2: Proyección población de Chile (INE - CEPAL).

3.1.3 COSTO MARGINAL PROMEDIO MENSUAL

En la siguiente figura se presenta la evolución del costo marginal mensual de la energía en [USD/MWh], obtenido a partir de la información histórica disponible en barras representativas de cada región y proyectado al 2038, como se puede apreciar, a partir del 2025, según la metodología aplicada, se repiten los valores proyectados a ese año para el resto del horizonte.

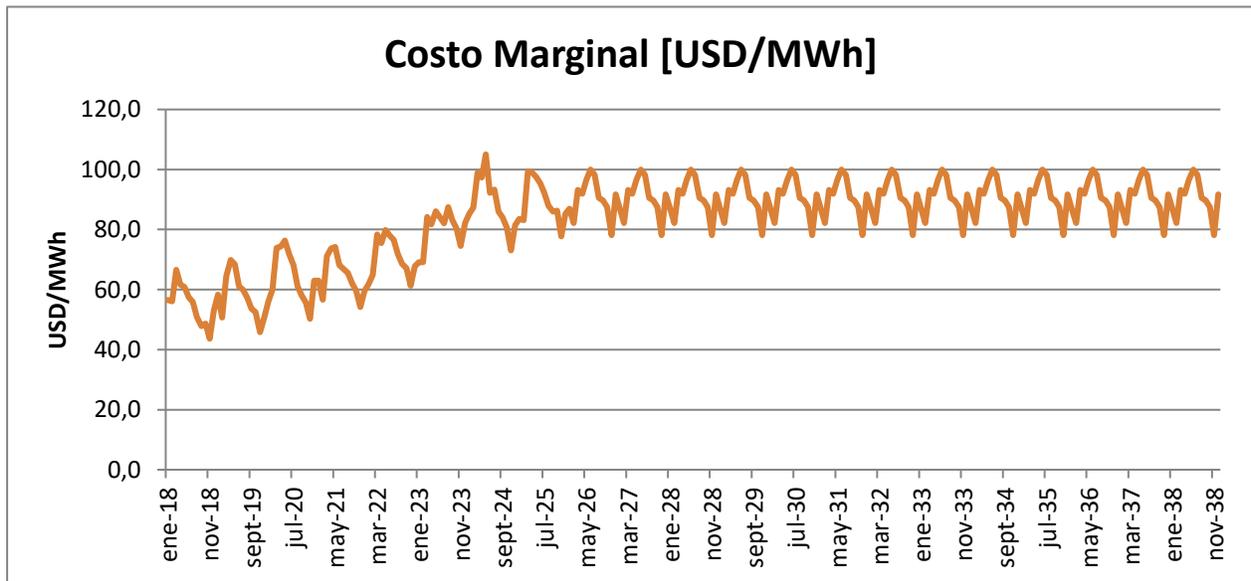


Figura 3.3: Costo Marginal de la Energía [USD/MWh].

3.1.4 ENCUESTA CLIENTES INDUSTRIALES

La encuesta a clientes industriales fue solicitada por medio de la carta DE 01494-18 enviada el 10 de abril de 2018, en la cual se solicitaron las previsiones de energía y potencia máxima mensual para el periodo 2018 – 2038. Además, por medio de la carta DE 01496-18 del 10 de abril de 2018, se solicitaron las previsiones para los clientes industriales en zonas de concesión de distribuidoras.

Para este estudio se consideraron las encuestas recibidas hasta el 31 de junio de 2018, y se utilizó la información de la encuesta 2017 para aquellas empresas de las que no se recibió información.

3.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA 2018 – 2038

En esta sección se presentan los resultados de la proyección de demanda 2018 a 2038, 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 2018 – 2038 para los tipos de clientes definidos en la metodología (Vegetativos, Industriales, Grandes Clientes).

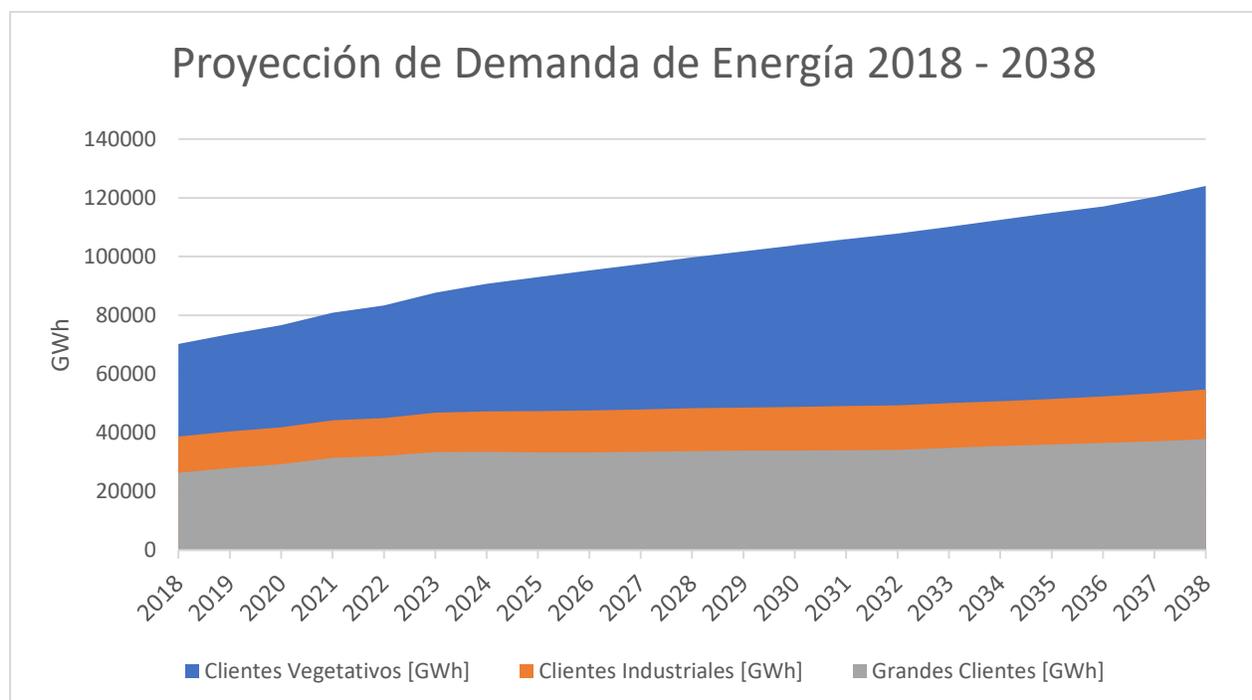


Figura 3.4: Proyección de Demanda Nacional de Energía 2018 – 2038.

Para visualizar el crecimiento y las proporciones por tipo de cliente proyectadas, en la siguiente figura se muestran las demandas de energía del sistema cada 10 años, y la proporción por tipo de cliente.

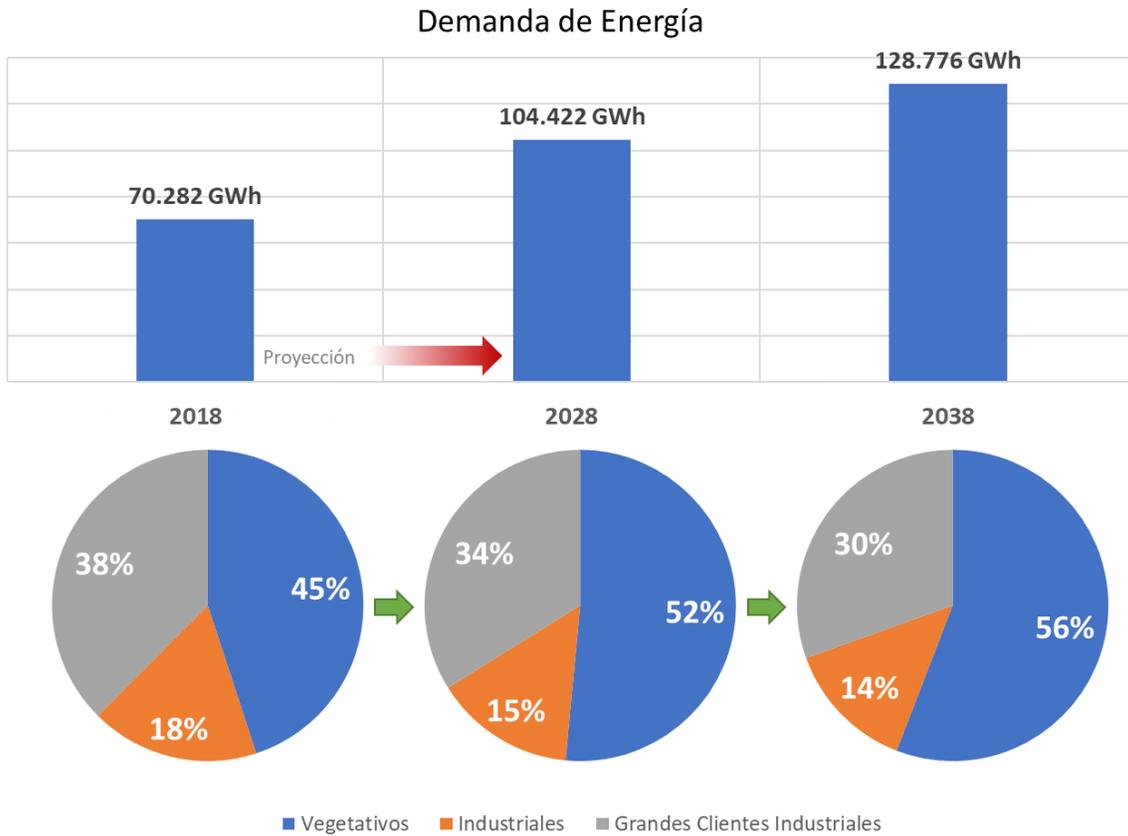


Figura 3.5: Evolución de demanda de energía y proporción por tipo de cliente.

Luego los valores en detalle de las proyecciones para cada año se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 3.1: Proyección de demanda de energía anual para el sistema y por tipo de cliente.

Año	Total Sistema [GWh]	Cientes Vegetativos [GWh]	Cientes Industriales [GWh]	Grandes Clientes [GWh]
2018	70282	31599	12314	26369
2019	73698	33057	12477	28015
2020	77082	34701	12638	29271
2021	81436	36526	12802	31490
2022	84967	38272	12953	32072
2023	92379	40913	13397	33422
2024	95397	43473	13787	33488

Año	Total Sistema [GWh]	Clientes Vegetativos [GWh]	Clientes Industriales [GWh]	Grandes Clientes [GWh]
2025	97683	45678	14069	33288
2026	99949	47610	14259	33344
2027	102196	49495	14432	33534
2028	104422	51345	14581	33761
2029	106519	53168	14713	33903
2030	108540	54967	14860	33978
2031	110591	56769	15015	34072
2032	112539	58451	15144	34209
2033	114801	60019	15223	34823
2034	117221	61718	15350	35418
2035	119552	63369	15472	35975
2036	121811	64736	15807	36532
2037	125061	66885	16332	37109
2038	128776	69285	16919	37815

Tabla 3.2: Tasas de crecimiento de demanda de energía anual para el sistema y por tipo de cliente.

Año	Sistema	Clientes Vegetativos	Clientes Industriales	Grandes Clientes
2019	4,86%	4,61%	1,32%	6,24%
2020	4,59%	4,97%	1,29%	4,48%
2021	5,65%	5,26%	1,30%	7,58%
2022	4,34%	4,78%	1,18%	1,85%
2023	8,72%	6,90%	3,43%	4,21%
2024	3,27%	6,26%	2,91%	0,20%
2025	2,40%	5,07%	2,05%	-0,60%
2026	2,32%	4,23%	1,35%	0,17%
2027	2,25%	3,96%	1,21%	0,57%
2028	2,18%	3,74%	1,04%	0,68%
2029	2,01%	3,55%	0,90%	0,42%
2030	1,90%	3,38%	1,00%	0,22%
2031	1,89%	3,28%	1,04%	0,28%
2032	1,76%	2,96%	0,86%	0,40%
2033	2,01%	2,68%	0,52%	1,80%
2034	2,11%	2,83%	0,83%	1,71%
2035	1,99%	2,67%	0,80%	1,57%
2036	1,89%	2,16%	2,16%	1,55%

Año	Sistema	Cientes Vegetativos	Cientes Industriales	Grandes Clientes
2037	2,67%	3,32%	3,32%	1,58%
2038	2,97%	3,59%	3,59%	1,90%

3.2.2 DEMANDA REGIONAL

Finalmente, en la figura 3.6 se muestra la evolución de la demanda proyectada por región.

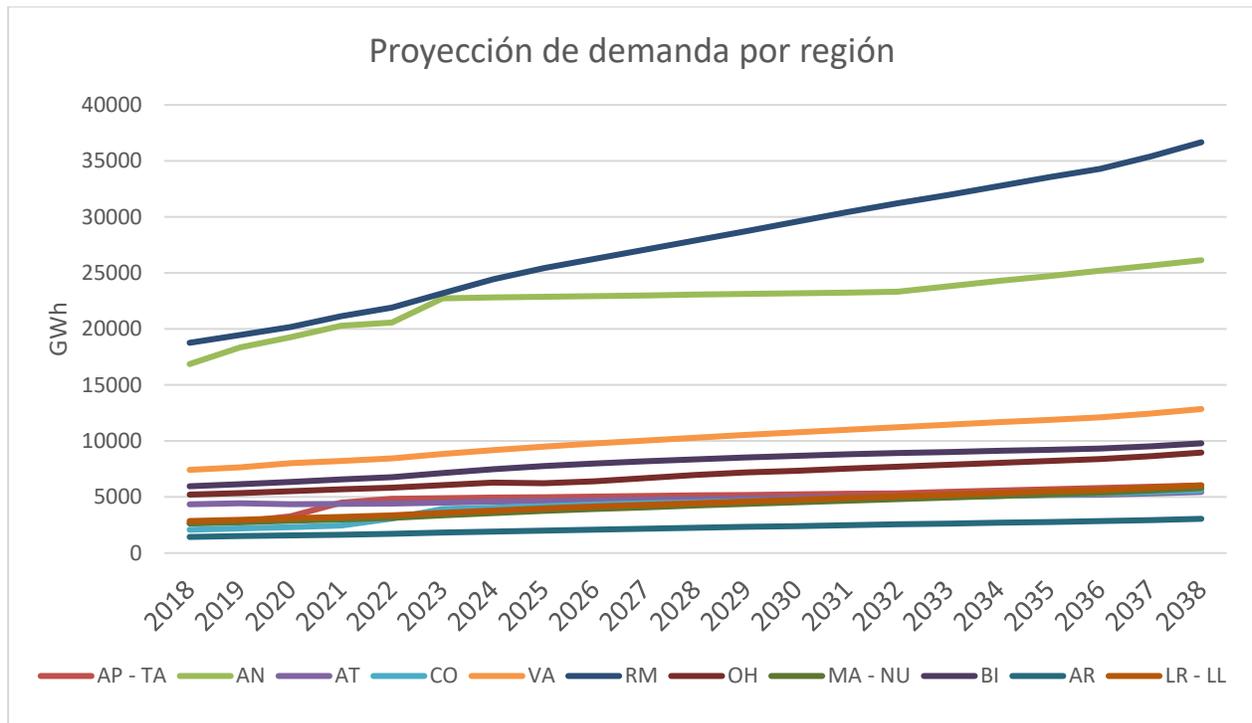


Figura 3.6: Evolución de proyección de demanda de energía eléctrica por Región⁵.

⁵ Codificación de las regiones. AP: Arica y Parinacota, TA: Tarapacá, AN: Antofagasta, AT: Atacama, CO: Coquimbo, VA: Valparaíso, OH: O'Higgins, MA: Maule, NB: Ñuble, BI: Biobío, AR: Araucanía, LR: Los Ríos, LL: Los Lagos, RM: Metropolitana

En la siguiente figura se presenta de modo esquemático la demanda agrupada por Región para los años 2018, 2028 y 2038.

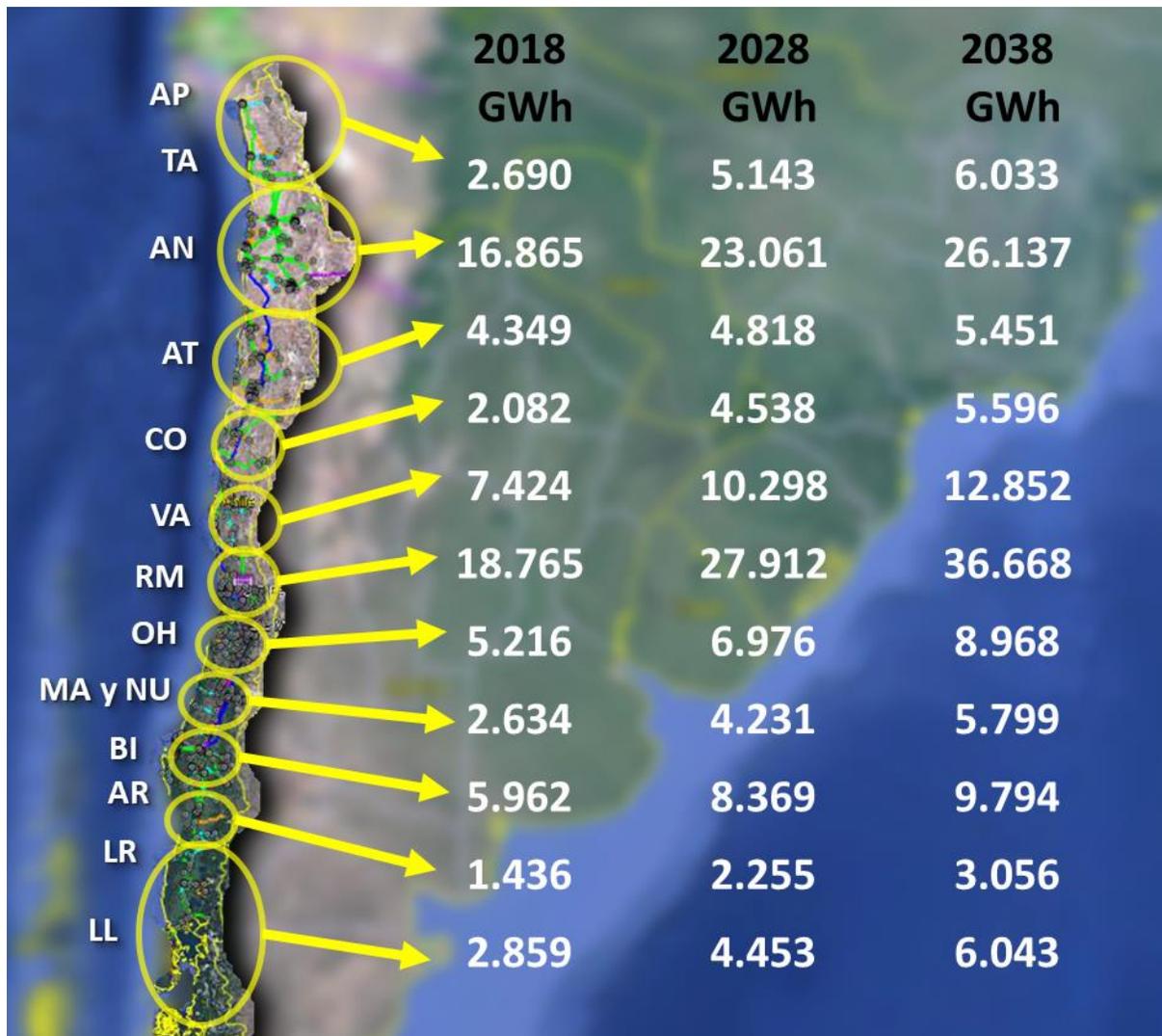


Figura 3.7: Mapa de proyecciones de demanda de energía eléctrica cada 10 años por Región.

En la siguiente tabla se muestran las proyecciones de demanda por región en todo el horizonte de estudio.

Tabla 3.3: Proyecciones de demanda de energía eléctrica anual por Región.

Año	AP-TA GWh	AN GWh	AT GWh	CO GWh	VA GWh	RM GWh	OH GWh	MA- NU GWh	BI GWh	AR GWh	LR-LL GWh
2018	2690	16865	4349	2082	7424	18765	5216	2634	5962	1436	2859
2019	2789	18361	4441	2212	7639	19466	5355	2742	6139	1503	2977
2020	3287	19257	4353	2299	8028	20183	5531	2874	6356	1571	3107
2021	4499	20284	4390	2462	8223	21146	5695	3001	6563	1636	3228
2022	4851	20581	4424	3082	8454	21922	5826	3140	6779	1710	3364
2023	4893	22737	4508	3922	8843	23181	6068	3359	7150	1819	3577
2024	4945	22806	4588	4057	9199	24422	6294	3566	7486	1919	3793
2025	4995	22868	4646	4178	9510	25417	6234	3749	7761	2007	3993
2026	5045	22933	4695	4332	9784	26249	6401	3917	7986	2094	4145
2027	5094	22996	4758	4439	10051	27068	6678	4079	8192	2177	4297
2028	5143	23061	4818	4538	10298	27912	6976	4231	8369	2255	4453
2029	5194	23124	4870	4639	10539	28739	7193	4382	8531	2333	4608
2030	5239	23183	4926	4737	10778	29578	7347	4532	8681	2409	4762
2031	5283	23239	4981	4837	11015	30428	7528	4682	8826	2487	4918
2032	5330	23319	5033	4930	11238	31221	7710	4823	8941	2560	5066
2033	5454	23811	5073	5016	11445	31953	7868	4955	9023	2626	5209
2034	5573	24284	5123	5109	11674	32764	8045	5099	9118	2699	5364
2035	5685	24728	5171	5200	11895	33561	8217	5239	9203	2771	5514
2036	5798	25190	5211	5296	12107	34279	8398	5375	9314	2839	5637
2037	5914	25656	5309	5432	12439	35408	8652	5576	9535	2942	5829
2038	6033	26137	5451	5596	12852	36668	8968	5799	9794	3056	6043

Tabla 3.4: Tasas de crecimiento de demanda de energía eléctrica anual por Región.

Año	AP-TA GWh	AN GWh	AT GWh	CO GWh	VA GWh	RM GWh	OH GWh	MA- NU GWh	BI GWh	AR GWh	LR-LL GWh
2019	3,7%	8,9%	2,1%	6,3%	2,9%	3,7%	2,7%	4,1%	3,0%	4,7%	4,1%
2020	17,9%	4,9%	-2,0%	3,9%	5,1%	3,7%	3,3%	4,8%	3,5%	4,5%	4,3%
2021	36,9%	5,3%	0,8%	7,1%	2,4%	4,8%	3,0%	4,4%	3,3%	4,1%	3,9%
2022	7,8%	1,5%	0,8%	25,2%	2,8%	3,7%	2,3%	4,7%	3,3%	4,5%	4,2%
2023	0,9%	10,5%	1,9%	27,3%	4,6%	5,7%	4,2%	7,0%	5,5%	6,4%	6,3%
2024	1,1%	0,3%	1,8%	3,4%	4,0%	5,4%	3,7%	6,2%	4,7%	5,5%	6,0%
2025	1,0%	0,3%	1,3%	3,0%	3,4%	4,1%	-0,9%	5,2%	3,7%	4,6%	5,3%
2026	1,0%	0,3%	1,1%	3,7%	2,9%	3,3%	2,7%	4,5%	2,9%	4,3%	3,8%

Año	AP-TA GWh	AN GWh	AT GWh	CO GWh	VA GWh	RM GWh	OH GWh	MA- NU GWh	BI GWh	AR GWh	LR-LL GWh
2027	1,0%	0,3%	1,3%	2,5%	2,7%	3,1%	4,3%	4,1%	2,6%	4,0%	3,7%
2028	1,0%	0,3%	1,3%	2,2%	2,5%	3,1%	4,5%	3,7%	2,2%	3,6%	3,6%
2029	1,0%	0,3%	1,1%	2,2%	2,3%	3,0%	3,1%	3,6%	1,9%	3,5%	3,5%
2030	0,9%	0,3%	1,1%	2,1%	2,3%	2,9%	2,1%	3,4%	1,8%	3,3%	3,3%
2031	0,8%	0,2%	1,1%	2,1%	2,2%	2,9%	2,5%	3,3%	1,7%	3,2%	3,3%
2032	0,9%	0,3%	1,0%	1,9%	2,0%	2,6%	2,4%	3,0%	1,3%	2,9%	3,0%
2033	2,3%	2,1%	0,8%	1,7%	1,8%	2,3%	2,0%	2,7%	0,9%	2,6%	2,8%
2034	2,2%	2,0%	1,0%	1,9%	2,0%	2,5%	2,3%	2,9%	1,1%	2,8%	3,0%
2035	2,0%	1,8%	0,9%	1,8%	1,9%	2,4%	2,1%	2,7%	0,9%	2,6%	2,8%
2036	2,0%	1,9%	0,8%	1,8%	1,8%	2,1%	2,2%	2,6%	1,2%	2,5%	2,2%
2037	2,0%	1,9%	1,9%	2,6%	2,7%	3,3%	3,0%	3,7%	2,4%	3,6%	3,4%
2038	2,0%	1,9%	2,7%	3,0%	3,3%	3,6%	3,7%	4,0%	2,7%	3,8%	3,7%

4 ESTUDIOS FUTUROS

Actualmente el Coordinador se encuentra desarrollando un estudio para la obtención de una nueva metodología de proyección de demanda de energía de largo plazo para el Sistema Eléctrico Nacional para el periodo 2019 – 2039 con resolución mensual. Este estudio realizará una revisión detallada de la metodología aplicada actualmente en este informe, y de estudios nacionales e internacionales sobre la materia, resaltando las ventajas y desventajas de cada metodología.

La propuesta metodológica se basará en la revisión efectuada de los estudios, y contará además con series de demanda previstas para distintas condiciones de probabilidad (por aleatoriedad en los parámetros de entrada). Además, incluirá una propuesta para tratar las encuestas a clientes industriales (Ej.: Grandes Clientes de la minería), y una propuesta para integrar el estudio de desarrollo de ciudades, el cual identifica los desarrollos habitacionales, comerciales, cambios al plan regulador, entre otros.

Uno de los requerimientos importantes de este nuevo estudio, es la identificación de nuevos factores relevantes que afectan el consumo eléctrico, y que no se encuentran capturados por los registros históricos de los datos usados en las proyecciones actuales, tales como transporte eléctrico, climatización eléctrica, política de sustitución de leña, eficiencia energética, entre otros. La identificación de estos factores permitirá visualizar con anticipación los posibles cambios en el crecimiento y comportamiento de la demanda de energía eléctrica en el futuro.

Otros requerimientos de este estudio son, por ejemplo, el nivel de desagregación requerido a nivel de subestaciones primarias de distribución, indicadores de conveniencia de los niveles de desagregación por tipos de cliente, indicadores de desempeño, y propuesta metodológica para la estimación de demanda punta, entre otros.

5 ANEXOS

5.1 GRANDES CLIENTES

En el siguiente listado se encuentran aquellas empresas clasificadas como Grandes Clientes, cuyas proyecciones de demanda se obtienen a partir de las encuestas realizadas por medio de la carta DE 01494-18 enviada el 10 de abril de 2018.

- Aguas Antofagasta S.A.
- ALTONORTE
- Codelco (Corporación Nacional del Cobre)
- Compañía Contractual Minera Candelaria
- Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM
- Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo
- Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A.
- Compañía Minera Zaldívar SpA
- Compañía SCM Minera Lumina Copper Chile
- EcoMetales Limited, Agencia en Chile
- Haldeman Mining Company S.A.
- Mantos Blancos
- Mantos Copper S.A.
- Minera Antucoya
- Minera Centinela
- MINERA CERRO COLORADO
- Minera Escondida
- Minera Gaby
- MINERA LOMAS BAYAS
- Minera Los Pelambres
- Minera Meridian Ltda.
- Minera Michilla SpA
- MINERA SPENCE
- Ministro Hales
- Radomiro Tomic
- Sierra Gorda SCM
- Sociedad Contractual Minera El Abra
- Sociedad Química y Minera de Chile S.A.