

Proyección de demanda para clientes regulados

2025 – 2045

CGE

Informe Final

12 de junio de 2025

Preparado para:



VERSIÓN Y CONTROL DE REVISIÓN

Versión	Fecha	Redacción	Revisión	Aprobación	Observaciones
1	12/06/2024	BWT/ROO	DOC	ANE	

Índice

1	Introducción	4
2	Metodología de proyección de demanda	6
3	Proyección de nuevas tecnologías	12
4	Información utilizada	25
5	Resultados de la proyección de demanda	26
6	Resultados de la proyección de nuevas tecnologías	28
7	Anexos	29

1 Introducción

1.1 Antecedentes generales

En cumplimiento de lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “la Ley”, y en el marco de la preparación de antecedentes para la elaboración del informe preliminar de licitaciones a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley, se requiere desarrollar un estudio para proyectar la demanda de electricidad y las necesidades de suministro a contratar, detallando los supuestos y metodologías utilizados, conforme al formato y contenido que se adjunta en el oficio CNE. OF. ORD. N°88 / 2025 (en adelante “Oficio 88”).

En este contexto, la Asociación Gremial de Empresas Eléctricas (en adelante “EEAG”, o “el Cliente”), que reúne a las compañías de distribución eléctrica a lo largo de Chile, solicitó a Systep Ingeniería y Diseños SpA (en adelante “Systep” o “el Consultor”) la realización de un estudio con el objetivo de proyectar la demanda de energía destinada al consumo de clientes regulados de las empresas distribuidoras.

La proyección de demanda se realizó independientemente para cada una de las 21 empresas señaladas en la Tabla 1-1, bajo una metodología y supuestos comunes para toda la industria, pero recogiendo a la vez la diversidad demográfica y patrones de consumo existentes entre ellas.

Tabla 1-1. Empresas distribuidoras participantes del estudio de proyección de demanda regulada

Código Dx	Empresa distribuidora
6	CHILQUINTA
8	EMELCA
9	LITORAL
10	ENEL
13	TIL-TIL
14	EEPA
18	CGE
21	COOPELAN
22	FRONTEL
23	SAESA
26	CODINER
28	EDECSA
29	CEC
31	LUZLINARES
32	LUZPARRAL
33	COPELEC
34	COELCHA
35	SOCOEP
36	COOPREL
39	LUZ OSORNO
40	CRELL

1.1 Objetivos

El objetivo del estudio es la proyección de demanda para las compras de energía de clientes regulados para el periodo 2025 – 2045, con resolución mensual y desagregación por niveles de potencia conectada y subestación primaria, de acuerdo con los tramos de potencia conectada solicitados por la CNE en el Oficio 88, excluyendo las ventas de energía destinadas a otras distribuidoras.

Adicionalmente se proyectaron los consumos de clientes no regulados de las distribuidoras, junto con la potencial migración de clientes regulados, considerado el nuevo límite de potencia conectada de 300 kW a partir del cual los clientes pueden optar por el régimen de precio libre o regulado.

Por otro lado, se incorpora también la proyección de generación distribuida y electromovilidad a nivel residencial, con resolución mensual y desagregación espacial por subestación primaria, indicando la potencia instalada y la generación o consumo según corresponda, de acuerdo con lo solicitado por la CNE en el Oficio 88.

2 Metodología de proyección de demanda

La proyección de demanda se llevó a cabo utilizando modelos de series de tiempo de tipo SARIMA (*Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average*), capaces de capturar las tendencias históricas y a la vez la variabilidad estacional en los datos de demanda. En el modelamiento se incorporaron adicionalmente variables explicativas externas que dan cuenta del nivel de actividad económica y crecimiento demográfico.

Se utilizó como dato base el consumo histórico agregado informado por cada empresa distribuidora, basado en los retiros medidos en cada subestación primaria. Los resultados de las proyecciones fueron luego referidos a nivel del Sistema de Transmisión Nacional.

2.1 Agrupación de consumos

cada empresa distribuidora, agrupando las compras totales realizadas en diferentes puntos de retiro. Adicionalmente, los consumos de cada empresa distribuidora se separaron por Sistema de Transmisión Zonal, buscando reflejar la diversidad demográfica y patrones de consumo que presentan aquellas empresas con zonas de concesión extensas.

Una limitación que presentan los datos históricos de consumo para ser utilizados en la proyección de clientes regulados es el fenómeno de migración de clientes hacia el segmento no regulado, concentrado principalmente en el periodo 2017-2020 donde se presentaron condiciones de mercado muy favorables para el traspaso de clientes regulados sobre 500 kW al régimen de cliente libre. Como consecuencia, en la actualidad la mayor parte de los clientes sobre 500 kW ya optaron por el régimen de cliente libre, reduciendo sensiblemente el consumo del segmento regulado de mayor consumo.

Los consumos para cada Distribuidora/Sistema Zonal se agruparon en dos grupos que se modelaron estadísticamente como series independientes:

- **Clientes regulados totales ("Regulados"):** Consumo agregado de todos los clientes regulados de la distribuidora. El consumo histórico de este grupo puede estar distorsionado en algunos años por el traspaso a cliente libre de consumo grandes (capacidad sobre 500 kW).
- **Clientes libres:** Consumo agregado de los clientes libres suministrados por la red de la distribuidora.

La realización de un estudio único de proyección de demanda, en conjunto para varias distribuidoras, permite homogeneizar la metodología, criterios y supuestos utilizados para elaborar los insumos que las empresas deben entregar a la CNE para el proceso de licitaciones de suministro. Asimismo, se definieron criterios comunes para abordar el impacto de fenómenos que afectan el consumo de forma transversal a todas ellas, como el traspaso de clientes regulados a libres, o efectos de shock en la demanda como resultado del estallido social en 2019 o la pandemia de COVID-19 desde 2020.

Por su parte, la agrupación de consumos totales por distribuidora posibilita obtener estimaciones con menor nivel de error estadístico, y una mejor representación de la diversidad de los patrones de consumo a nivel nacional.

Adicionalmente, los consumos históricos y proyectados son agrupados también para siete diferentes tramos de demanda, según los rangos de potencia conectada definidos en el Oficio 88 (Tabla 2-1).

Tabla 2-1. Agrupación por tramos de demanda de clientes regulados (Oficio 88, CNE)

Tramo	Rango de potencia conectada (kW)
T1	0 – 10 kW
T2	11 – 100 kW
T3	101 – 200 kW
T4	201 – 300 kW
T5	301 – 400 kW
T6	401 – 500 kW
T7	Sobre 500 kW

2.2 Referenciación de la demanda

Las proyecciones de demanda de energía a nivel de subestaciones primarias fueron referenciadas en forma agregada a nivel del Sistema de Transmisión Nacional, utilizando los respectivos Factores Esperados de Pérdidas de Energía (FEPE) determinados por el Coordinador para el mes de marzo de 2025 (Tabla 2-2).

Tabla 2-2. Factor esperado de pérdidas de energía (FEPE) marzo de 2025 (Fuente: CEN)

Sistema	FEPE
A	1,01195
B	1,03857
C	1,01772
D	1,00997
E	1,02005
F	1,01396

2.3 Perturbaciones externas

La historia reciente de consumo eléctrico incorpora el efecto de perturbaciones externas relevantes, como el estallido social de 2019 y la pandemia de COVID en 2020-2021. Estos episodios que afectaron el consumo son difíciles de pronosticar y para modelar sus efectos se utilizaron metodologías como variables instrumentales y análisis de intervención, entre otras alternativas.

2.4 Modelamiento con series de tiempo: Modelo ARIMA Estacional (SARIMAX)

Los procesos SARIMAX (Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average with exogeneous variables) permiten modelar series de tiempo no estacionarias, con estacionalidad, incorporando a su vez factores externos que pueden estar afectando el comportamiento de la serie.

La descripción matemática de un modelo SARIMAX(p,d,q)x(P,D,Q)s es la siguiente:

$$\varphi(B)\delta(B^S)(1-B)^d(1-B^S)^D(Y_t - X_t\beta) = \theta(B)\vartheta(B^S)\varepsilon_t.$$

Donde B es un operador de rezago $BY_t = Y_{t-1}$, X_t es una matriz de regresores, β es un vector de coeficientes, ε_t es una secuencia de errores no correlacionados. Los siguientes son los polinomios asociados al modelo SARIMAX:

$$\varphi(B) = 1 + \varphi_1 B + \dots + \varphi_p B^p,$$

$$\delta(B^S) = 1 + \delta_1 B^S + \dots + \delta_p B^{pS},$$

$$\theta(B) = 1 + \theta_1 B + \dots + \theta_q B^q$$

$$\vartheta(B^S) = 1 + \vartheta_1 B^S + \dots + \vartheta_q B^{qS}$$

El ajuste de un modelo SARIMAX a los datos se realiza considerando varios aspectos relevantes. Por ejemplo, hay que especificar la estacionalidad S , la diferenciación d , D , los órdenes de rezago p , q , P , Q para la serie de tiempo. Usualmente esta especificación se lleva a cabo inspeccionando los gráficos de auto-correlaciones muestrales.

Una vez determinados estos valores, se procede al cálculo de los estimadores para todos los coeficientes. Este paso se puede realizar en base a varios métodos de estimación, entre los que podemos mencionar el método de máxima verosimilitud, el método de Burg o de momentos Yule Walker, entre otros. Una descripción detallada de estos y otros métodos de estimación puede encontrarse en los textos Shumway y Stoffer (2011)¹, Brockwell y Davis (1991)² o Palma (2017)³.

Una vez ajustado el modelo SARIMAX a los datos, se debe validar estadísticamente de acuerdo con varios criterios denominados **bondad de ajuste**: el nivel de significancia de los parámetros estimados, y la verificación que los residuos del modelo, definidos como $\epsilon_t = Y - \hat{Y}$, correspondan a una secuencia de ruido blanco. Esto quiere decir que los residuos no presenten autocorrelación lo cual indica que no hay componentes sistemáticas excluidas del modelo. La verificación de que los residuos efectivamente corresponden a un ruido blanco se realiza usualmente en base a los tests de Ljung-Box, ver Brockwell y Davis (1991).

Los detalles de los modelos y parámetros ajustados, así como los test de diagnóstico aplicados se encuentran en el anexo digital "Anexo Modelamiento CGE.pdf".

2.5 Variables Exógenas

Los modelos SARIMAX ajustados y utilizados en esta proyección de demanda son apoyados en general por un *drift* que ajusta la tendencia histórica, la cual es corregida a largo plazo por **PIB** y/o **Población**. Además, en algunos casos, fue necesario incorporar variables auxiliares para capturar patrón estacional, cambios de tendencia y de media.

Regresor PIB

Las proyecciones a mediano y largo plazo para el Producto Interno Bruto (PIB) han experimentado ajustes constantes en el último tiempo debido a la alta volatilidad e incertidumbre generadas principalmente por la evolución de la pandemia de COVID-19, el conflicto bélico en Ucrania y las fuentes locales de incertidumbre derivadas del estallido social en Chile en 2019. Inicialmente, tanto el Banco Mundial como el Ministerio de Hacienda de Chile presentaban perspectivas favorables para el período. Sin embargo, desde fines de 2019 debido al estallido social y durante 2020-2021 por la pandemia, las proyecciones han sufrido múltiples ajustes sistemáticos.

¹ Shumway, R. y Stoffer, D. (2011) *Time Series Analysis and Its Applications*. Tercera Edición, Springer.

² Brockwell, Peter J. , Davis, Richard A. (1991) *Time series: Theory and Methods*. Second edition. Springer Series in Statistics. Springer-Verlag, New York.

³ Palma, Wilfredo. (2017). *Time Series Analysis*. Wiley Series in Probability and Statistics, 1st Edition.

En el Informe de Política Monetaria⁴ (IPoM) de marzo de 2025 el rango de crecimiento para el presente año se sitúa entre un 1,75% y 2,75%. Para 2026 y 2027, se estima que el rango de crecimiento se encontrará entre 1,5% y 2,5%.

Por otro lado, las instituciones internacionales como el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Banco Mundial han ajustado periódicamente a la baja sus proyecciones de PIB para Chile. En su informe más reciente, el Banco Mundial pronostica que el PIB llegará al 2,1% durante 2025.

El Comité Consultivo del Producto Interno Bruto (PIB) No Minero Tendencial⁵ establece para este año un crecimiento del 2,2%, mientras que para el periodo 2025-2029 lo establece entorno a un 2,1%. La Tabla 2-3 presenta los valores reportados el 30 de agosto de 2024.

Tabla 2-3. Pronóstico – variación porcentual del PIB Tendencial (Comité Consultivo PIB Tendencial)

Fecha	2024	2025	2026	2027	2028	2029
30/agosto/2024	2,57	2,21	2,03	1,96	2,02	2,03

Regresor Población

En los casos en que resultó significativo o que ayudaba en parte a corregir tendencias de largo plazo se incorporó el efecto del crecimiento de la Población. Como las predicciones base se realizaron a nivel de Sistema Zonal, para cada caso se construyó una Población de referencia asociadas a las comunas donde se encuentran las subestaciones primarias donde se realizan los retiros de energía.

En base a la información disponible del Censo 2017, se utilizaron las estimaciones y proyecciones del Instituto Nacional de Estadísticas (INE) para la población en el periodo 2017-2050 por el método de componentes demográfico. El método de componentes demográficos, además de generar las estimaciones y proyecciones por sexo y edad, hace posible derivar gran cantidad de indicadores sociodemográficos, así como incorporar de manera integral y sistemática los supuestos sobre la evolución de las variables determinantes de la dinámica poblacional: la mortalidad, la fecundidad y la migración, a partir del conocimiento de su evolución. Este método se basa en los principios de la ecuación compensadora desglosada por sexo y edad. De esta manera, se acompaña la evolución de cada cohorte de edad en un determinado punto de partida o año base del estudio durante un período específico.

Con una sociedad más compleja, de mayor dinamismo e interconectividad, la población presenta una mayor movilidad. Es por esto que, tras una serie de análisis y trabajos, se decidió realizar un importante cambio metodológico respecto de la distinción y cambio en la población proveniente de los censos. Las proyecciones anteriores utilizaban la población presente, es decir, la población que fue censada según donde pasó la noche anterior al censo. Las proyecciones actuales se basan en la residencia habitual de la población, es decir, en donde la población declara residir habitualmente. De esta forma, se incorpora un avance significativo en el ajuste hacia estimaciones que atiendan de mejor manera a las necesidades de la sociedad actual, y de los actores e instituciones que planifican y/o elaboran proyectos y políticas públicas.

⁴ [Informe de Política Monetaria marzo 2025, Banco Central Chile](#)

⁵ [Resultados del Comité Consultivo del PIB No Minero Tendencial 2024](#)

Sin embargo, cabe recordar que las proyecciones de población presentan un escenario hipotético de lo que sucedería si estos supuestos planteados ocurriesen. Por este motivo, y dada la importancia de la proyección, para mantener su relevancia y utilidad, el INE revisa periódicamente las proyecciones actualizándolas cuando se obtenga nueva evidencia sobre los niveles de fecundidad, mortalidad o migración internacional.

Se evaluó incorporar el desplazamiento poblacional debido al teletrabajo, principalmente desde la Región Metropolitana hacia regiones, que según estudios de la UDD-Telefónica⁶ lo establecen en un 4%. Al no disponer de fuentes oficiales sobre estos movimientos poblacionales, se optó por no considerarlo y modelar este fenómeno a partir de cambios de tendencia mediante variables auxiliares.

2.6 Interpretación de los Modelos

Los modelos desarrollados del tipo SARIMAX utilizan los gráficos de raíces inversas como un aspecto fundamental para verificar que se cumplen las condiciones de estacionariedad y de invertibilidad, chequeando que las raíces se encuentren dentro del círculo unitario. Por otra parte, el diagnóstico de blancura de los residuos se evalúa con el test de *Box-Ljung*, el cual nos permite confirmar la ausencia de error secuencial en el modelo, chequeando que los valores p del gráfico se encuentren lo más cercano a uno. La homocedasticidad y normalidad de los errores de los modelos se pueden evaluar con los valores p de los test de *Breusch-Pagan* y *Kolmogorov-Smirnov*, donde la hipótesis nula no es rechazada para valores p grandes ($>5\%$).

El desempeño predictivo de los modelos se verificó con medidas de bondad de ajuste en la salida de cada modelo ajustado, entre las que se encuentran ME, RMSE, MAE, MPE, MAPE, MASE. Entre todas ellas, el MAPE una de las más populares, la cual se interpreta como el porcentaje de error absoluto promedio de predicciones a un paso. El coeficiente de determinación ajustado se construye como el porcentaje de variabilidad explicada de los modelos propuestos comparada con la media de los datos y que en general se encuentra sobre un 95%.

La significancia estadística de las componentes de los modelos se evalúa con los valores p , los cuales se esperan lo más pequeños posibles (al menos bajo un 10%), en algunos casos se dejaron coeficientes no significativos que ayudaban a pasar con mayor holgura algunos diagnósticos. Finalmente, las bandas de predicción son correctas gracias a que el supuesto de blancura en todos los casos fue apoyado.

Los detalles de las pruebas de diagnóstico aplicados a cada uno de los modelos ajustados se encuentran en el anexo digital "Anexo Modelamiento CGE.pdf".

2.7 Proyección de demanda total de clientes regulados

Las proyecciones para las series de consumo regulados ("Regulados") y la serie de clientes no regulados ("Libres") se modelaron utilizando series de tiempo, con la metodología descrita en previamente. A diferencia de las proyecciones de años anteriores, la proyección de clientes regulados se modeló directamente, y no fue estimada a partir de otras series (consumos bajo 500 kW o regulados más migrados), ya que se cuenta con un mayor conjunto de datos posterior a la migración masiva de clientes regulados a libres del periodo 2017-2020. En la actualidad los consumos regulados sobre el límite de 500 kW representan sólo un 4,4% del consumo regulado total a nivel del sen⁷.

⁶ [Movilidad en Chile, 2021](#)

⁷ Calculado a partir de la información de consumos reales del 2024 informado por las empresas con motivo del presente estudio.

2.8 Proyección del número de clientes

Se proyectó la evolución del número de clientes regulados a partir del registro anual al mes de diciembre del total de clientes regulados de la distribuidora. La proyección se realizó utilizando dos metodologías alternativas, seleccionando la proyección de mejor ajuste en cada distribuidora:

- Regresión Spline: regresión polinómica que utiliza el dato externo de Población asociado a la distribuidora.
- Regresión ARIMA: modelo autorregresivo que utiliza únicamente los datos históricos de clientes de la distribuidora.

2.9 Migración futura de clientes regulados

Se incorporó en la proyección de demanda la información de consumos regulados que ya notificaron a la distribuidora su traspaso al segmento de clientes libres, pero que se concretarán con posterioridad al 31 de diciembre de 2024. Para ello, se descontó el consumo promedio mensual de estos clientes registrado durante 2024 del consumo proyectado para el tramo de clientes sobre 500 kW, a contar de la fecha de traspaso informada a la distribuidora.

En estos casos, la proporción de clientes sobre 500 kW descrita en la Sección 2.7 fue actualizada después de descontar el consumo traspasado a clientes libres, y se utilizó dicho valor actualizado para la proyección de consumos sobre 500 kW de los años posteriores al traspaso.

De forma análoga, también se incorporó a la proyección los consumos de aquellos clientes libres que han notificado a la distribuidora su traspaso a régimen de cliente regulado. Su perfil de consumo o consumo medio mensual se adicionó a la proyección a partir de la fecha de traspaso notificada por los clientes.

2.10 Desagregación de los resultados por tramo/subestación/comuna

Las proyecciones de cada serie se desagregaron por nivel de consumo, subestación primaria y comuna de acuerdo con la proporción que cada uno de estos subgrupos representa en el consumo más reciente de la distribuidora. Dichas proporciones se calcularon en función de los consumos reales informados por las distribuidoras para el año 2024⁸.

En primer lugar, se determinó la proporción mensual que representa cada tramo de demanda en el consumo registrado por cada mes del año 2024. Esta proporción de la energía total mensual se replicó para el mismo zonal y mes de cada año a lo largo del horizonte de proyección.

Posteriormente, dentro de cada tramo de demanda, se determinó la proporción del consumo asociado a cada par subestación/comuna que registró retiros en 2024 en dicha distribuidora. En aquellas empresas con suministros en más de un Sistema Zonal, el cálculo de estos factores de asignación se repitió de forma independiente para cada uno de sus sistemas zonales.

Se utilizó una metodología análoga para asignar el número de clientes de la distribuidora para cada uno de los subgrupos de tramo de consumo/subestación/comuna.

⁸ Archivo "Consumos Reales Energía Dx año 2024 CNE N°88.xlsx" requerido por el Oficio 88.

Los factores de asignación determinados para las diferentes empresas se detallan en el Anexo digital "Factores de asignación.xlsx"

MES	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
1	51,8%	11,4%	2,3%	11,9%	2,5%	0,0%	20,1%
2	52,4%	11,9%	2,5%	12,6%	2,8%	0,0%	17,8%
3	53,0%	11,8%	2,5%	12,8%	3,0%	0,0%	16,9%
4	54,7%	11,3%	2,5%	12,1%	2,7%	0,0%	16,7%
5	57,4%	11,2%	2,3%	11,2%	2,6%	0,0%	15,2%
6	59,5%	10,6%	2,4%	10,9%	2,6%	0,0%	14,1%
7	62,1%	10,7%	2,3%	9,9%	2,4%	0,0%	12,7%
8	61,3%	10,7%	2,3%	9,9%	2,4%	0,0%	13,3%
9	59,7%	11,1%	2,4%	10,1%	2,4%	0,0%	14,1%
10	57,3%	11,6%	2,5%	10,8%	2,7%	0,0%	15,2%
11	54,5%	12,4%	2,6%	11,9%	3,0%	0,0%	15,6%
12	53,5%	12,4%	2,7%	12,4%	3,1%	0,0%	15,9%
TOTAL	56,5%	11,4%	2,4%	11,3%	2,7%	0,0%	15,6%

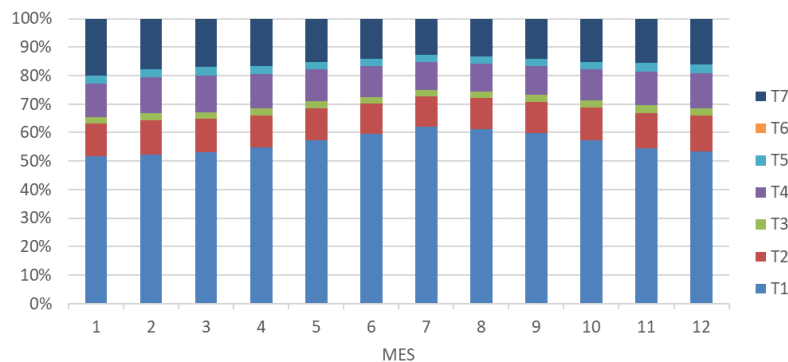


Figura 2-1: Ejemplo de factores de asignación por tramo de consumo para distintos meses del año.

3 Proyección de nuevas tecnologías

3.1 Metodología general

Para la proyección de consumos eléctricos asociados a nuevas tecnologías (i.e., generación distribuida y vehículos eléctricos) no hay suficiente información histórica que permita realizar una proyección tradicional de series de tiempo basada en datos históricos. A raíz de esto es que se propone una metodología alternativa que contempla tres partes, tal como se presenta en la Figura 3-1

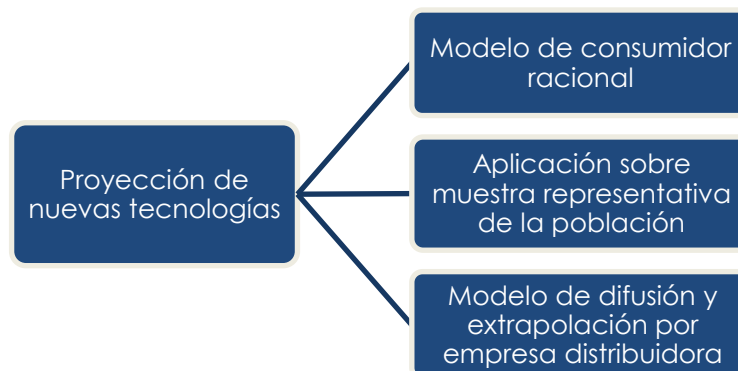


Figura 3-1: Etapas de la metodología para la proyección de nuevas tecnologías

La primera parte consiste en la formulación y aplicación de los modelos de consumidor racional (i.e., minimización de costos para el servicio energético bajo análisis) para estimar la adopción de las tecnologías en estudio (i.e., adopción óptima de cada agente), que en este caso corresponden a generación distribuida y electromovilidad, para el periodo 2025-2045.

La segunda parte aplica el modelo de consumidor racional a una muestra representativa de la población, considerando sus características socioeconómicas, patrones de consumo y la segmentación por sistema zonal de transmisión. La razón por la cual el modelo se aplica sobre una muestra representativa es que no es viable ejecutar el modelo de optimización para todos los clientes de todas las empresas distribuidoras, esto último resultaría costoso computacionalmente y significaría grandes tiempos de simulación.

Por último, la tercera parte consiste en la aplicación del modelo de difusión sobre los resultados de adopción tecnológica que entrega el modelo de agente racional para la muestra. Este tipo de modelo es ampliamente utilizado para representar procesos de adopción de nuevas tecnologías, busca capturar cómo las decisiones individuales se ven influenciadas tanto por factores económicos como por la interacción social entre consumidores. El uso de este modelo permite reflejar la heterogeneidad en las preferencias de los consumidores al momento de adoptar nuevas tecnologías.

El modelo de difusión considera que los resultados del modelo de consumidor racional representan una cota superior para la solución del problema y por lo tanto las inversiones racionales ocurren desde ese instante en adelante con cierta probabilidad. Es decir, las inversiones pueden realizarse sólo desde el momento en que resulta conveniente desde una perspectiva económica.

Luego de aplicar el modelo de difusión, los resultados para la muestra son extrapolados a su respectivo zonal ponderando la adopción promedio de la muestra por el número de clientes de cada zonal, para luego realizar el prorrateo para cada empresa distribuidora a nivel de subestación primaria y comuna en base a los consumos reales promedios informados por las empresas para el año 2024.

La metodología propuesta permite generar proyecciones espaciotemporales mediante un modelo dinámico basado en agentes, ofreciendo un enfoque innovador para anticipar cambios en el comportamiento de la demanda de energía eléctrica.

3.2 Segmentación de clientes y alcance espacial del modelo

La aplicación del modelo de consumidor racional se realiza con desagregación geográfica a nivel de sistema de transmisión zonal, lo que posibilita representar diferencias territoriales relevantes en la adopción de nuevas tecnologías. Esta resolución zonal considera, entre otros factores, las variaciones climáticas y tarifarias, además de los distintos requerimientos energéticos presentes en cada territorio.

Adicionalmente, para representar adecuadamente la diversidad de clientes en cada zona, se definió una segmentación por quintil socioeconómico dentro del grupo de clientes residenciales. Esta segmentación considera cinco quintiles según nivel de ingreso, lo que permite capturar diferencias en capacidad de inversión y restricciones presupuestarias. La muestra representativa incluye agentes de cada quintil y para cada zonal, permitiendo reflejar con mayor precisión las decisiones de adopción tecnológica a nivel local.

Para realizar la asignación socioeconómica de los clientes de cada zonal, se realizó una aproximación, asumiendo una correlación directa entre nivel de ingreso y nivel de consumo promedio de energía eléctrica en 2024. En particular, la población total de clientes residenciales fue dividida en quintiles según su consumo eléctrico, entendiendo que los clientes del quintil 1 presentan, en promedio, menores niveles de consumo, mientras que los del quintil 5 concentran los más altos. Si bien esta aproximación puede dar lugar a errores de inclusión o exclusión a nivel individual, en valor esperado existe una relación creciente entre ingreso y consumo energético, tal como se observa en la Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF⁹).

Cada uno de estos segmentos se modela de forma diferenciada, lo que permite distinguir su comportamiento específico ante decisiones de inversión en generación distribuida y electromovilidad. A su vez, esta segmentación permite realizar la extrapolación con mayor nivel de detalle para cada quintil, mejorando así la precisión de las proyecciones a nivel zonal.

Cabe señalar que la metodología se aplica sobre los cinco quintiles socioeconómicos tanto para generación distribuida como para electromovilidad, excluyendo en ambos casos la demanda base de la tecnología (que es incorporada posteriormente en la etapa de extrapolación). Esta decisión responde a que en el sector residencial es donde se concentra actualmente la mayor participación de ambas tecnologías. En el caso de electromovilidad, según datos de la Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC¹⁰), para el año 2025 aproximadamente un 90% del parque vehicular liviano y mediano corresponde a vehículos de uso particular. Por su parte, de acuerdo con información de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC¹¹), cerca del 85% de las instalaciones bajo el esquema de Netbilling corresponde al sector habitacional.

Para llevar a cabo la metodología descrita, es necesario reunir un conjunto amplio de datos de entrada. Estos inputs recogen parámetros globales (comunes a todos los agentes), específicos por zonal, o específicos por segmento o quintil socioeconómico y zonal.

Con el objetivo de construir los parámetros a nivel zonal, se definió una ciudad representativa para cada zona de transmisión, la cual actúa como proxy territorial. Esta asignación, ilustrada en la Figura 3-2, permite utilizar información climática, tarifaria y socioeconómica de dicha ciudad como insumo para caracterizar el comportamiento esperado de los clientes del respectivo zonal.

⁹ [Síntesis de Resultados IX Encuesta de Presupuestos Familiares](#)

¹⁰ [Informe del Mercado Automotor Marzo 2025](#)

¹¹ [Generación Distribuida para Autoconsumo](#)

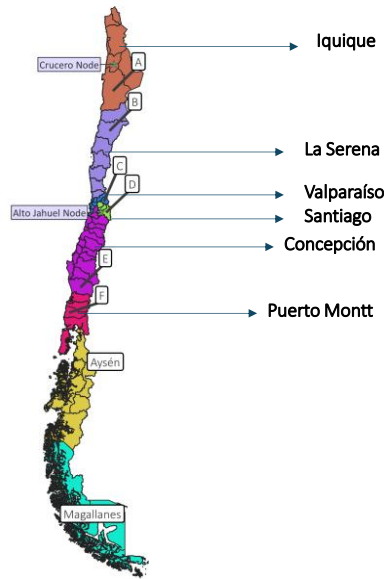


Figura 3-2: Asignación de ciudades representativas por zonal

Los principales datos de entrada requeridos para la ejecución del modelo de agente racional, junto con su nivel de desagregación y fuente, se detallan en la Tabla 3-1. Para mayor detalle de las fuentes de información utilizadas para la construcción del modelo revisar Anexo 7.3.

Tabla 3-1: Información de entrada para el modelo de consumidor racional

Input	Desagregación	Fuente
Consumo real mensual de los clientes regulados en 2024	Quintil y zonal	Entregado por las empresas distribuidoras
Ingreso promedio por quintil	Quintil y zonal	Encuesta de presupuestos familiares (EPF)
Factor de planta	Zonal	Explorador solar
Distribución de km	Zonal	Encuesta Origen-Destino
Tarifa regulada	Zonal	Proyección Systep + Pliego publicado por las distribuidoras
Costos vehículos eléctricos	Global	IRENA
Costos vehículos convencionales	Global	Autofact
Costos paneles fotovoltaicos	Global	Referencia proveedores

3.3 Modelo de consumidor racional

El modelo de consumidor racional se presenta como una herramienta valiosa para estimar el crecimiento de estas tecnologías, incorporando tanto los requerimientos energéticos como las características socioeconómicas de los agentes y geográficas de la zona de estudio. En este modelo, el agente busca minimizar sus costos de operación e inversión para cubrir sus requerimientos energéticos y de transporte a lo largo del horizonte de evaluación.

Los requerimientos evaluados por medio del modelo de consumidor racional corresponden energía eléctrica y transporte. La aplicación de este modelo lleva al consumidor a elegir entre dos tipos de bienes: convencionales y sustitutos, tal como se muestra en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2: Bienes convencionales y sustitutos para cada modelo de consumidor racional

Requerimiento	Modelo	Bien convencional	Bien sustituto
Electricidad	Generación distribuida	Energía consumida de la red	Energía consumida de paneles fotovoltaicos
Transporte	Electromovilidad	Vehículo convencional	Vehículo eléctrico

A continuación, se presenta la formulación del modelo de consumidor racional para generación distribuida y electromovilidad.

3.3.1 **Modelo de generación distribuida**

El modelo de consumidor racional para generación distribuida busca minimizar los costos de operación e inversión asociados a satisfacer los requerimientos de energía eléctrica de los agentes (i.e., viviendas), sujeto a las restricciones de presupuesto mensual, capacidad de ahorro y posibilidad de solicitar deuda de cada agente. Los requerimientos pueden cubrirse consumiendo bien convencional o si resulta conveniente se puede realizar la inversión en generación distribuida para consumir bien sustituto.

a. Datos de entrada del modelo

- Vector de requerimiento energético en kWh (consumos eléctricos entregados por el cliente)
- Vector de tarifa y precio de inyección BT1 en \$/kWh (proyección de tarifa elaborada por Systep)
- Vector de costos de inversión de paneles solares domiciliarios en \$/kW (información pública disponible)
- Ingresos en \$, gastos y ahorro en % relativo al ingreso de los consumidores (encuesta de presupuesto familiar y encuesta suplementaria de ingresos)
- Factor de planta de las zonas de concesión de las empresas distribuidoras (obtenido del explorador solar)
- Factor de autoconsumo de los consumidores (supuesto desde perfiles esperados)
- Factor de consumo nocturno de los consumidores (supuesto desde perfiles esperados)

b. Parámetros

$I_{j,t}$:	Costos unitarios de inversión para generación distribuida j en el mes t [\$/kW]
α :	Factor de autoconsumo de energía
γ_t :	Factor de consumo nocturno de energía en el mes t
fp_t :	Factor de planta en el mes t
T_{BT1} :	Tarifa BT1 en el mes t
PI_{BT1} :	Precio de inyección BT1 en el mes t
$R_{s,t}$:	Requerimiento del servicio s en el mes t
H_{mes} :	Horas del mes t
M_t :	Presupuesto para el mes t
A_t :	Ahorro para el mes t
D_t :	Deuda solicitada en el mes t
C_t :	Cuota pagada de la deuda en el mes t
T :	Horizonte temporal de evaluación
$tasa$:	Tasa de descuento mensual por agente
r :	Tasa de interés deuda
n :	Horizonte de devolución deuda
$f_{ingreso}$:	Porcentaje del ingreso destinado a energía
f_{ahorro} :	Porcentaje del ahorro destinado a energía

c. Variables de decisión y función objetivo

$x_{i,t}$:	Cantidad de energía consumida de la red en el mes t [kWh]
$x_{j,t}$:	Cantidad de generación distribuida instalada en el mes t [kW]
$y_{j,t}$:	Se invierte o no en generación distribuida en el mes t {0,1}
Pa_t :	Potencia instalada acumulada al mes t [kW]
Aa_t :	Ahorro acumulado al mes t [S]
i_t :	Monto de interés a pagar en mes t

Función Objetivo:

$$\min \sum_t^T \frac{x_{j,t} \cdot I_{j,t} + (O_{i,t} + O_{j,t}) + i_t}{(1 + tasa)^t}$$

$$O_{i,t} = x_{i,t} \cdot T_{BT1}$$

$$O_{j,t} = -Pa_t \cdot fp_t \cdot H_{mes} \cdot PI_{BT1} \cdot (1 - \alpha)$$

d. Restricciones

1. Satisfacer requerimientos energéticos:

$$x_{i,t} + Pa_t \cdot fp_t \cdot H_{mes} \cdot \alpha \geq R_{s,t}$$

2. Consumo de energía nocturno:

$$x_{i,t} \geq \gamma_t \cdot R_{s,t}$$

3. Potencia acumulada:

$$Pa_t = Pa_{t-1} + x_{j,t}$$

4. Restricción de presupuesto:

$$I_{j,t} \cdot x_{j,t} \leq f_{ahorro} \cdot Aa_t + D_t$$

$$O_{i,t} + f_{ingreso} \cdot O_{j,t} \leq f_{ingreso} \cdot M_t$$

5. Construcción del ahorro:

$$Aa_t = A_t + Aa_{t-1} - I_{j,t} \cdot x_{j,t} - C_t + D_t$$

6. Hacer una cantidad limitada de inversiones:

$$x_{j,t} \leq M \cdot y_{j,t}$$

$$\sum_t^T y_{j,t} \leq n^{\circ} \text{ inversiones}$$

7. Capacidad de endeudamiento:

$$D_t = \frac{C_t}{r} \cdot \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n}\right)$$

$$D_t \leq N \cdot y_{j,t}$$

$$i_t = C_t - \frac{D_t}{n}$$

3.3.2 Modelo de electromovilidad

El modelo de consumidor racional para electromovilidad busca minimizar los costos de operación e inversión asociados a satisfacer los requerimientos de transporte de los agentes, sujeto a las restricciones de presupuesto mensual, capacidad de ahorro y posibilidad de solicitar deuda de cada agente.

Los requerimientos pueden cubrirse consumiendo bien convencional o en caso de ser conveniente se puede realizar la inversión en un vehículo eléctrico para consumir bien sustituto. El modelo considera que los agentes pueden tener más de un vehículo dentro del mismo problema de optimización sin necesidad de modificar las restricciones, en tal caso, tal como lo señala CADEM¹², el 92% de las viviendas a nivel nacional posee dos o menos vehículos, se limitó el número máximo de vehículos a dos, donde cada uno puede ser reemplazado una sola vez por un vehículo eléctrico o por uno convencional.

¹² [El Chile que viene: Automóviles, 2022](#)

a. Datos de entrada del del modelo

- Vector de requerimientos de transporte en km (Encuesta origen destino, Ministerio de Transporte)
- Vector de tarifa BT1 en \$/kWh (proyección de tarifa elaborada por Systep)
- Vector de costos de inversión de vehículos convencionales (CV) (información pública disponible)
- Vector de costos de inversión de vehículos eléctricos (EV) (información pública disponible)
- Ingresos en \$, gastos y ahorro en % relativo al ingreso de los consumidores (encuesta de presupuesto familiar y encuesta suplementaria de ingresos)
- Vector del precio del combustible para vehículos convencionales en \$/L (información pública disponible)
- Datos del vehículo: Tiempo de reemplazo y antigüedad (Encuesta origen destino, Ministerio de Transporte)

b. Parámetros

$I_{i,t}$:	Costos unitarios de inversión para cada vehículo convencional i en el mes t [\$/auto]
$I_{j,t}$:	Costos unitarios de inversión para el cada vehículo eléctrico j en el mes t [\$/auto]
$R_{s,t,k}$:	Requerimiento del servicio s en el mes t para el vehículo k [km]
t_{cambio} :	Periodo t desde el cual se puede hacer el recambio de vehículo
ant_k :	Antigüedad del vehículo k
η_i :	Eficiencia vehículo convencional [L/km]
η_j :	Eficiencia vehículo eléctrico [kWh/km]
C_{comb} :	Precio combustible [\$/L]
T_{BT1} :	Tarifa BT1 en el mes t
M_t :	Presupuesto para el mes t
A_t :	Ahorro para el mes t
$D_{t,k}$:	Deuda solicitada en el mes t para reemplazo del vehículo k
$C_{t,k}$:	Cuota pagada de la deuda en el mes t
T :	Horizonte temporal de evaluación
$tasa$:	Tasa de descuento mensual por agente
r :	Tasa de interés deuda
n :	Horizonte de devolución deuda
$f_{ingreso}$:	Porcentaje del ingreso destinado a transporte
f_{ahorro} :	Porcentaje del ahorro destinado a transporte

$f_{residual}$: Porcentaje del precio original en que se concreta la venta del vehículo antiguo

c. Variables de decisión y función objetivo

$x_{a,t,k}$:	Cantidad de km recorridos en el mes t con el vehículo actual k [km]
$x_{i,t,k}$:	Cantidad de km recorridos en el mes t con vehículo convencional k [km]
$x_{j,t,k}$:	Cantidad de km recorridos en el mes t con vehículo eléctrico k [km]
$y_{i,t,k}$:	Se compra o no vehículo k convencional en el mes t {0,1}
$y_{j,t,k}$:	Se compra o no vehículo k eléctrico en el mes t {0,1}
Aa_t :	Ahorro acumulado al mes t [S]

Función Objetivo:

$$\min \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T \frac{y_{i,t,k} \cdot I_{i,t} + y_{j,t,k} \cdot I_{j,t} + (O_{i,t,k} + O_{j,t,k}) + i_{t,k}}{(1 + tasa)^t}$$

$$O_{i,t,k} = \eta_i \cdot (x_{i,t,k} + x_{a,t,k}) \cdot C_{combustible}$$

$$O_{j,t,k} = \eta_j \cdot x_{j,t,k} \cdot T_{BT1}$$

d. Restricciones

1. Satisfacer requerimientos energéticos:

$$x_{a,t,k} + x_{i,t,k} + x_{j,t,k} \geq R_{s,t,k}$$

2. Distancia recorrida y vehículos disponibles:

$$y_{acum,i,t,k} = y_{acum,i,t-1,k} + y_{i,t,k}$$

$$y_{acum,j,t,k} = y_{acum,j,t-1,k} + y_{j,t,k}$$

$$x_{a,t,k} \leq M \cdot (1 - y_{acum,i,t,k} - y_{acum,j,t,k})$$

$$x_{i,t,k} \leq M \cdot y_{acum,i,t,k}$$

$$x_{j,t,k} \leq M \cdot y_{acum,j,t,k}$$

$$\sum_t y_{i,t,k} + y_{j,t,k} = 1 \forall t \in \{t_{cambio} - ant_k, T\}$$

3. Construcción del ahorro:

$$Aa_t = A_t + A_{t-1} + \sum_{k=1}^K I_{i,t} \cdot f_{residual} \cdot (y_{i,t,k} + y_{j,t,k}) - I_{i,t} \cdot y_{i,t,k} - I_{j,t} \cdot y_{j,t,k} - C_{t,k} + D_{t,k}$$

4. Restricción de presupuesto

$$\sum_{k=1}^K I_{i,t} \cdot y_{i,t,k} + I_{j,t} \cdot y_{j,t,k} \leq f_{ahorro} \cdot Aa_t + \sum_{k=1}^K D_{t,k} + I_{i,t} \cdot f_{residual} \cdot (y_{i,t,k} + y_{j,t,k})$$

$$\sum_{k=1}^K O_{i,t,k} + O_{j,t,k} \leq f_{ingreso} \cdot M_t$$

5. Capacidad de endeudamiento:

$$D_{t,k} = \frac{C_{t,k}}{r} \cdot \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n}\right)$$

$$D_{t,k} \leq N \cdot (y_{i,t,k} + y_{j,t,k})$$

$$i_{t,k} = C_{t,k} - \frac{D_{t,k}}{n}$$

3.4 Aplicación sobre una muestra representativa de la población

Primero, para organizar la información se ordenan los clientes regulados residenciales según su consumo energético promedio del último año con información disponible y se dividen en cinco grupos de igual tamaño.

Una vez segmentados los datos de consumos residenciales en cinco grupos (para poder asociarlos a la información pública disponible de ingresos y gastos por hogar), se asigna a cada grupo los valores correspondientes de ingreso promedio, gasto relativo en electricidad o transporte y distribución de ingresos de la población por quintil. Para ello, se asume que el ingreso del hogar está directamente relacionado con el nivel de consumo de energía de los clientes. Es decir, agentes con ingresos altos tienen grandes consumos y agentes con ingresos bajos tienen consumos más pequeños. Considerando este supuesto es que cada agrupación se asocia a un quintil socioeconómico. Como es computacionalmente costoso simular el modelo de consumidor racional para cada uno de los clientes de las empresas distribuidoras, se selecciona una muestra representativa por quintil socioeconómico utilizando muestreo estratificado de Neyman. Esto permite calcular el tamaño de muestra óptimo para cada estrato que minimiza la varianza de una población. En este caso se aplica el método de Neyman para calcular el tamaño muestral de cada zonal y quintil. A continuación, en la Tabla 3-3 se presenta el tamaño de la muestra determinado a partir del método de muestreo estratificado de Neyman para cada zonal y quintil.

Tabla 3-3: Tamaño de la muestra representativa por quintil y zonal para clientes residenciales

Zonal	Quintil 1	Quintil 2	Quintil 3	Quintil 4	Quintil 5
A	100	100	100	100	2500
B	100	100	100	100	2500
C	150	150	150	150	2500
D	100	100	100	100	2500
E	150	150	150	150	2500
F	100	100	100	100	2500

3.5 Difusión y extrapolación

Una vez obtenidos los resultados del modelo de consumidor racional para una muestra representativa del zonal, se desarrolla e implementa un modelo de difusión tecnológica basado en las **curvas S** que permite incorporar la heterogeneidad en las preferencias y tomas de decisiones entre los agentes, reflejando el hecho de que no todos son completamente racionales (i.e., racionalidad limitada).

Luego, los resultados de la muestra (ajustados mediante difusión) se extrapolan al total de clientes del zonal para así obtener la proyección de demanda completa para el horizonte. Por último, al resultado extrapolado del zonal, se incorporan los datos históricos de la demanda base por tecnología. A continuación, se resume en qué consisten las etapas de extrapolación y difusión.

Difusión

El modelo de consumidor racional entrega una cota superior para la adopción de las tecnologías en estudio, ya que resuelve el instante a partir del cual es factible que los agentes realicen la inversión en forma eficiente. Por lo tanto, desde ese instante en adelante existe una probabilidad de que el agente decida invertir o no, según las características y preferencias de cada uno de ellos. Lo que queda capturado mediante la implementación del modelo de difusión.

Los modelos de difusión tecnológica se basan en una ecuación diferencial que combina dos elementos principales: la influencia externa (como incentivos económicos o políticas públicas) y la influencia interna (imitación social). Estos modelos utilizan tres parámetros clave: la tasa de innovación p , la tasa de imitación q y el mercado potencial máximo de adopción M . La ecuación diferencial que describe el número acumulado de adopciones de una nueva tecnología $N(t)$ es la siguiente:

$$\frac{dN(t)}{dt} = (p + q \cdot N(t)) \cdot (M - N(t))$$

La solución a esta ecuación da origen a la conocida curva logística o curva S, que describe el crecimiento acumulado de la adopción tecnológica en tres fases: introducción, crecimiento acelerado y saturación, tal como se presenta en la Figura 3-3.

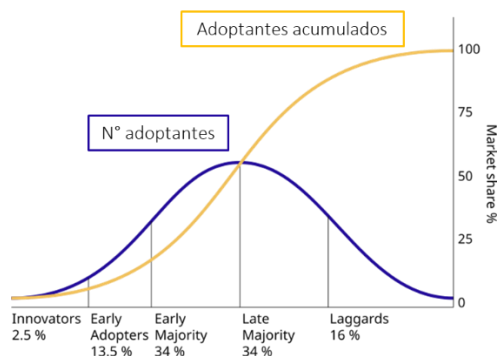


Figura 3-3: Fases de adopción en un modelo de difusión tecnológica¹³

Los parámetros p y q utilizados en el modelo de difusión se presentan en la Tabla 3-4 y se basan en valores observados en mercados donde estas tecnologías ya están consolidadas, ajustados al crecimiento histórico del netbilling y al aumento del parque de vehículos eléctricos en Chile.

Tabla 3-4: Parámetros ajustados del modelo de difusión por tecnología

Parámetro de difusión	Generación distribuida	Electromovilidad
p	0,0002	0,0001
q	0,2288	0,3938

Finalmente, los resultados del agente racional se ajustan en base a la curva de difusión tecnológica S a través de múltiples simulaciones siguiendo la siguiente metodología. Primero se les asigna probabilidades aleatorias de adopción a cada agente en cada periodo del horizonte de evaluación. Luego, dichas probabilidades se condicionan al resultado racional: si el periodo aún no es factible según la probabilidad aleatoria del agente, la probabilidad de adopción es nula. En los periodos factibles, se compara la probabilidad aleatoria con el valor correspondiente de la curva S ; si esta es menor o igual, se considera que el agente adopta la tecnología.

Extrapolación

Los resultados de la muestra se llevan al total del zonal calculando el promedio de adopción por quintil de la muestra, el que luego se pondera por la cantidad de agentes en ese quintil para el total de la población del zonal.

En esta etapa, además, se incorpora la demanda base existente de la tecnología para cada sistema zonal. Para ello, se consideran los datos históricos de adopción tanto de generación distribuida como de electromovilidad a nivel regional. Posteriormente, estos datos se desagregan a nivel zonal mediante una prorrata región/zonal, calculada a partir de los consumos reales de todas las empresas durante 2024. La demanda base mensual estimada para cada zonal se incorpora de manera constante a lo largo de todo el horizonte de proyección.

Finalmente, los resultados extrapolados a nivel zonal de desagregan por nivel de subestación primaria y comuna en base a los consumos reales del año 2024 informados por las empresas distribuidoras. Para ello se calculó la proporción anual que representa el par

¹³ Fuente de la imagen: "[The Bass Diffusion Model Explained!](#)"

subestación/comuna de demanda en el consumo registrado por cada zonal del SEN en el año 2024. Esta proporción de la energía total mensual se replicó para el mismo mes de cada año a lo largo del horizonte de proyección, y luego cada par subestación/comuna se relaciona a la empresa distribuidora correspondiente.

3.6 Traspaso de clientes regulados a libres

A contar de 2016 se presentaron condiciones de mercado favorables para la migración de clientes regulados hacia el régimen de cliente libre, lo que redujo de forma apreciable el consumo del segmento de clientes regulados. En la actualidad la mayor parte de los clientes con potencia sobre 500 kW ya han migrado a régimen de cliente libre, y los que permanecen como regulados representan aproximadamente menos del 4% del consumo regulado.

Adicionalmente, el Ministerio de Energía recientemente rebajó el límite de capacidad instalada para optar a ser cliente libre a 300 kW¹⁴, con lo cual un nuevo segmento de consumos podría migrar a cliente libre en los próximos años, dependiendo de la oferta e interés de los suministradores y de los costos de transacción asociados. El porcentaje de consumo en el segmento de 300-500 kW de capacidad instalada se encuentra en torno al 3-4% del consumo promedio regulado, y corresponde a clientes con niveles de consumo inferiores a los clientes libres en distribución, por lo que sería más difícil para ellos optar a tarifas competitivas.

Por otro lado, las condiciones actuales del mercado no regulado son menos atractivas para los clientes elegibles del tramo 300 -500 kW de lo que fueron unos años atrás, por diferentes aspectos que fueron incluso destacados en el informe que la Fiscalía Nacional Económica¹⁵ desarrolló al respecto cuando se tramitaba en cambio de límite para optar al régimen de cliente libre:

- Asimetrías y falta de información respecto de los precios de mercado en el segmento de cliente libre, pagos laterales y su evolución futura. En particular, la ausencia de un indicador de precio útil y actualizado que informe a potenciales clientes. Es posible que este tramo de clientes tenga mayores dificultades para identificar, evaluar y gestionar adecuadamente las condiciones del contrato y los riesgos propios del mercado no regulado.
- Menor poder de negociación de los clientes entre 300 y 500 KW, así como incertidumbre por el interés y oferta por parte de los suministradores para este segmento relativamente pequeño del consumo total. Dado que el volumen de contratación en estos clientes sería menor, se reduce el potencial beneficio por acceder a un menor cargo de energía, en comparación con los mayores costos de transacción que deberán afrontar al contratar directamente su suministro.
- Los clientes que opten por el régimen libre deberán continuar pagando los cargos asociados al mecanismo de estabilización de precios (Ley N°21.47262), lo que reduce la posible brecha de menores precios en el mercado de clientes no regulados.

Debido al bajo impacto esperado y las incertidumbres asociadas, especialmente el nivel de precios al que podrían acceder los clientes entre 300 y 500 kW que deseen migrar a libres, alcances del estudio, el traspaso de clientes regulados a libres se modeló de forma

¹⁴ Res. Ex. 58, Ministerio de Energía (Dic-2024).

¹⁵ [Fiscalía Nacional Económica: recomendación normativa al Ministerio de Energía con medidas para migración al régimen libre, frente a la rebaja del límite de potencia conectada de 500 kW a 300 kW \(2024\).](#)

simplificada. Se estimó un valor límite por año de traspasos, respecto del consumo total de clientes con potencial de migración. Este umbral límite se estimó utilizando como referencia la experiencia previa de traspasos observada entre 2017-2023, y las condiciones actuales de precios y cargos que reflejen el costo total por kWh suministrado para un cliente libre versus uno regulado, para poder cuantificar el incentivo real asociado a la migración.

De acuerdo con la información entregada por las distribuidoras, se estimó un volumen de energía en el tramo 301-400 equivalente al 2,2% del consumo total regulado, y un 1,7% en el tramo 401-500 kW, que representa el potencial total de migración al régimen libre.

Para esta proyección, donde no existe historial previo del traspaso de clientes del tramo 300-500 kW, ni una señal objetiva de precios comparable con la tarifa regulada vigente, se asumió un escenario de baja migración para clientes entre 300-500 kW, con una tasa de traspasos equivalente al 30% de la observada para clientes sobre 500 kW entre los años 2017 y 2023. Los bloques de energía traspasada se ajustan para cada distribuidora en función de los consumos que informaron para los tramos elegibles de migrar.

4 Información utilizada

4.1 Información histórica de consumos

La proyección de demanda se basó en la información histórica de compras de energía a nivel de subestación primaria informados por las distribuidoras. Además, se recabó información estadística y de dominio público de variables económicas y demográficas que fueron utilizados como regresores externos para el modelamiento con series de tiempo, detalladas en la Sección 2.5.

En el Anexo 7.1 se incluye el requerimiento de información solicitado a las distribuidoras.

4.2 Información adicional proporcionada por la distribuidora

La distribuidora CGE proporcionó adicionalmente información de los consumos reales registrados durante los primeros meses de 2025 (periodo enero – mayo), desagregados por sistema zonal. Estos consumos muestran algunas diferencias con respecto a la evolución y tendencia observada de los últimos años, y resultan menores que las proyecciones preliminares obtenidas.

Se realizaron ajustes al modelo, utilizando los datos 2025 como validación externa, pero sin incorporarlos dentro del modelamiento mismo, por lo que las proyecciones siguen considerando solo la información histórica disponible hasta diciembre 2024. Pese a que se logró reducir el error de estimación para el año 2025, persisten algunas diferencias por lo que posiblemente el consumo real de 2025 resulte menor al proyectado si no se presenta una recuperación del consumo durante el segundo semestre.

5 Resultados de la proyección de demanda

A continuación, en la Figura 4-1, se presenta un resumen de los resultados obtenidos para la proyección de demanda regulada de la distribuidora CGE. Por su parte, la Tabla 4-1 muestra la energía anual y tasas de crecimiento históricas y proyectadas para el periodo 2025 – 2045. Estos resultados corresponden a la suma total de compras de energía de la distribuidora, referidas al Sistema de Transmisión Nacional aplicando los factores correspondientes de pérdidas esperadas (FEPE).

Los resultados detallados con resolución mensual y desagregados por tramo de demanda, subestación y comuna se encuentran en el Anexo digital “Proyecciones Energía Dx CNE N°88 – CGE.xlsx”.

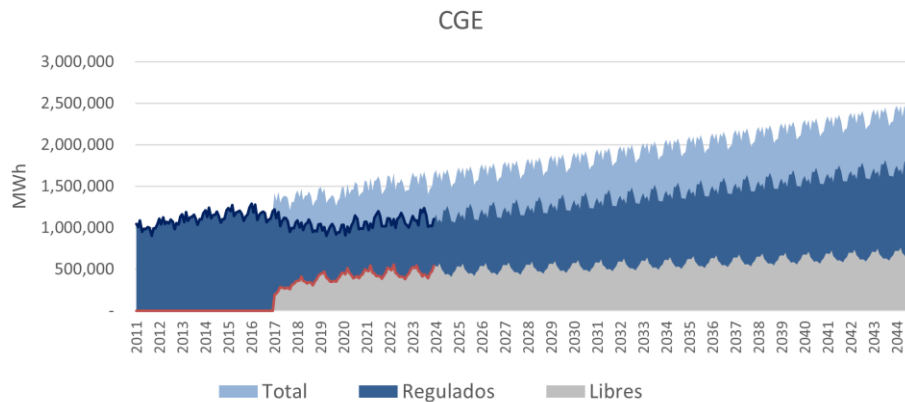


Figura 5-1: Proyección de demanda para clientes regulados de la distribuidora CGE

Tabla 5-1. Proyección de demanda anual 2025-2045 CGE

Año	Energía anual (GWh)			Tasa crecimiento anual (%)		
	Libres	Regulados	Total	Libres	Regulados	Total
2012	0.0	12002.59	12002.59	0	0	0
2013	0.0	12832.33	12832.33	0	6.91	6.91
2014	0.0	13436.65	13436.65	0	4.71	4.71
2015	0.0	13825.32	13825.32	0	2.89	2.89
2016	0.0	14217.31	14217.31	0	2.84	2.84
2017	0.0	14027.88	14027.88	0	-1.33	-1.33
2018	3266.53	12938.43	16204.97	0	-7.77	15.52
2019	4322.45	12281.87	16604.32	32.33	-5.07	2.46
2020	4791.31	11795.39	16586.7	10.85	-3.96	-0.11
2021	5269.65	12291.0	17560.65	9.98	4.2	5.87
2022	5451.6	12883.91	18335.51	3.45	4.82	4.41
2023	5423.45	12945.83	18369.28	-0.52	0.48	0.18
2024	5657.79	13298.16	18955.95	4.32	2.72	3.19
2025	5786.14	13618.95	19405.09	2.27	2.41	2.37
2026	5856.68	14011.56	19868.24	1.22	2.88	2.39
2027	5944.83	14339.28	20284.11	1.51	2.34	2.09
2028	6045.89	14668.13	20714.02	1.7	2.29	2.12
2029	6156.88	15005.56	21162.43	1.84	2.3	2.16
2030	6258.97	15344.37	21603.34	1.66	2.26	2.08
2031	6369.46	15685.22	22054.68	1.77	2.22	2.09
2032	6484.45	16027.93	22512.38	1.81	2.18	2.08
2033	6596.9	16372.6	22969.49	1.73	2.15	2.03
2034	6714.46	16719.24	23433.7	1.78	2.12	2.02
2035	6835.29	17067.91	23903.2	1.8	2.09	2.0
2036	6956.38	17418.65	24375.03	1.77	2.05	1.97
2037	7081.21	17771.48	24852.69	1.79	2.03	1.96
2038	7208.88	18126.47	25335.35	1.8	2.0	1.94
2039	7338.16	18483.64	25821.8	1.79	1.97	1.92
2040	7470.62	18843.04	26313.66	1.81	1.94	1.9
2041	7605.86	19204.73	26810.58	1.81	1.92	1.89
2042	7743.37	19568.73	27312.1	1.81	1.9	1.87
2043	7883.92	19935.12	27819.04	1.82	1.87	1.86
2044	8027.28	20303.84	28331.12	1.82	1.85	1.84
2045	8173.47	20675.37	28848.84	1.82	1.83	1.83
		Promedio 2020 -2024		5.62	1.65	2.71
		Promedio 2025 -2029		1.71	2.45	2.23
		Promedio 2025 -2045		1.77	2.12	2.02

6 Resultados de la proyección de nuevas tecnologías

A continuación, se presentan los resultados de las proyecciones de nuevas tecnologías para CGE. En la Figura 6.1 se muestra la energía generada por paneles solares residenciales, mientras que en la Figura 6.2 se presentan las proyecciones de consumos asociados a vehículos eléctricos. Las proyecciones a 2045 alcanzan los 6.465 y 5.471 GWh anuales, respectivamente.

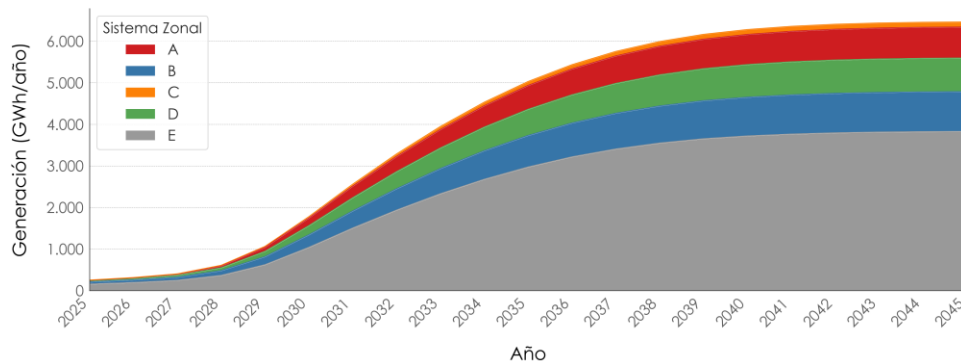


Figura 6-1: Proyección de generación Netbilling CGE

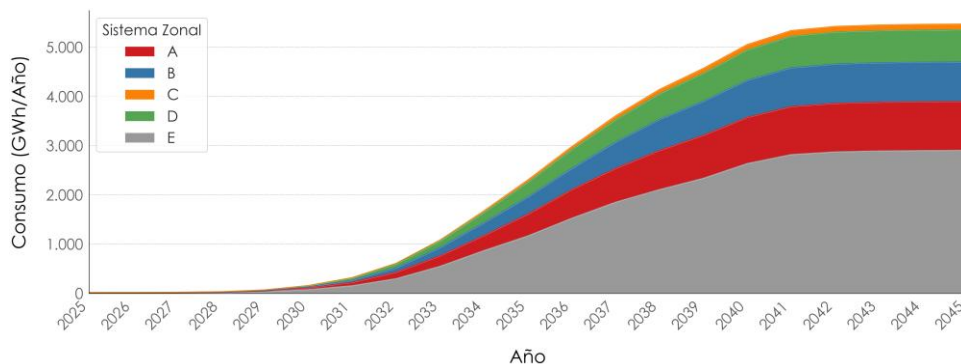


Figura 6-2: Proyección de consumo de energía asociado a electromovilidad CGE

7 Anexos

7.1 Requerimiento de información

Se envió a cada distribuidora el requerimiento de información solicitando los registros históricos de consumo con el detalle que se indica a continuación:

a) **Compras de energía clientes regulados**

Compras mensuales de energía para clientes regulados (MWh) a nivel de subestación primaria, correspondientes al periodo 2012-2024.

La información debe contar con el siguiente nivel de desagregación, utilizando los formatos y códigos (distribuidora, subestación) definidos en la planilla adjunta "Requerimiento Información 2025.xlsx":

- Distribuidora: código asignado a la distribuidora
- Subestación Primaria: código asociado a la subestación primaria
- Sistema Zonal (A, B, C, D, E, F)
- Mes (mm, formato numérico)
- Año (yyyy, formato numérico)
- Demanda S/E primaria: compra de energía mensual (MWh) para el segmento de clientes regulados a nivel de subestación primaria.

Distribuidora	S/E Primaria	Sistema Zonal	Mes	Año	Demanda S/E primaria (MWh)

b) **Compras de energía clientes libres**

Compras mensuales de energía para **clientes libres** (MWh) a nivel de subestación primaria, correspondientes al periodo 2012-2024. No se requiere desagregación por nivel de potencia conectada de los clientes, ni tampoco separar el consumo de clientes regulados y libres, ya que esta información se obtiene de la sección 2.2.

Los **clientes libres** corresponden a clientes no adscritos al régimen de precios regulados, que se encuentren conectados a la red de distribución de la concesionaria, independientemente de si el suministrador de energía es la misma distribuidora, un generador u otro agente comercializador.

La información debe contar con el siguiente nivel de desagregación, utilizando los formatos y códigos (distribuidora, subestación) definidos en la planilla adjunta "Requerimiento Información 2025.xlsx":

- Distribuidora: código asignado a la distribuidora
- Subestación Primaria: código asociado a la subestación primaria
- Sistema Zonal (A, B, C, D, E, F)
- Mes (mm, formato numérico)
- Año (yyyy, formato numérico)
- Demanda S/E primaria: compra de energía mensual (MWh) a nivel de subestación primaria.

c) Compras de energía clientes regulados hasta 500 kW

Compras mensuales de energía para clientes regulados (MWh) a nivel de subestación primaria, para clientes con **potencia conectada hasta 500 kW**, correspondientes el periodo 2012-2024. La información debe contar con el siguiente nivel de desagregación, utilizando los formatos y códigos (distribuidora, subestación) definidos en la planilla adjunta "Requerimiento Información 2025.xlsx":

- Distribuidora: código asignado a la distribuidora
- Subestación Primaria: código asociado a la subestación primaria
- Sistema Zonal (A, B, C, D, E, F)
- Mes (mm, formato numérico)
- Año (yyyy, formato numérico)
- Demanda S/E primaria: compra de energía mensual (MWh) para el segmento de clientes regulados hasta 500 kW, a nivel de subestación primaria

Distribuidora	S/E Primaria	Sistema Zonal	Mes	Año	Demanda S/E primaria (MWh)

d) Consumos reales de energía 2024

Se requiere contar con información adicional de los consumos para poder desagregarlos de acuerdo con los formatos y agrupaciones requeridos en el Oficio 88. Entendemos que este nivel de desagregación solo se puede determinar a partir de las ventas facturadas a clientes, registrados en sus respectivos puntos de medición¹⁶.

Esta información de ventas de energía deberá ser entregada de acuerdo con los formatos y agrupaciones definidos en el anexo "OO CNE N°88 - Anexo Consumos Reales Energía Dx AÑO2024" del Oficio 88. Notar que el archivo contiene hojas separadas para cada rango solicitado de potencia conectada (0-10 kW / 11-100 kW / 101-200 kW / 201-300 kW / 301-400 kW / 401-500 kW / sobre 500 kW).

Cod Dx ⁽¹⁾	Empresa Dx	S/E Primaria ⁽²⁾	Sistema Zonal	Comuna	Mes ⁽³⁾ (mm)	Año (3) (2021)	Número de Clientes	Demanda en S/E primaria ⁽⁴⁾ (MWh)	Demanda referida a nivel de transmisión nacional ⁽⁵⁾ (MWh)
-----------------------	------------	-----------------------------	---------------	--------	-------------------------	----------------	--------------------	--	---

e) Número de clientes regulados

Se solicita el número total de clientes regulados de la distribuidora, registrados al mes de diciembre para el periodo 2012-2024.

¹⁶ Se propone utilizar la información de ventas de energía a clientes regulados del año 2024, agruparlas de acuerdo con las categorías definidas en el Oficio 88 y el anexo de salida correspondiente, y aplicar proporcionalmente la distribución observada de las compras reales sobre las proyecciones para completar las planillas de salida que solicita el Oficio 88.

f) Nuevas solicitudes de traspaso a cliente libre

Informar las solicitudes recibidas por parte de clientes regulados que vayan a traspasarse a clientes libres, y que se van a efectuar con posterioridad al 31/12/2024. Informar el consumo total que estos clientes tuvieron durante el año 2024.¹⁷

La información puede ser presentada como bloques agregados de grupos de clientes (sin individualizar clientes), indicando la fecha en que se concretará el traspaso al régimen de cliente libre.

g) Otros antecedentes adicionales

Las distribuidoras pueden aportar antecedentes adicionales que expliquen cambios de tendencia o limitaciones que hayan experimentado para suministrar a sus clientes, como por ejemplo:

- **Restricciones de capacidad en subestaciones primarias:** informar las solicitudes anuales de factibilidad rechazadas en los últimos 3 años (cantidad y MW asociados), de forma separada para clientes libre y regulados. La información debe estar desagregada por cada una de las subestaciones primarias que se encuentran congestionadas e impidan concretar la conexión hasta que sean ampliadas
- **Aumento anormal de nuevas conexiones:** informar la cantidad anual de nuevas conexiones registradas en los últimos 5 años (cantidad y MW asociados), desagregadas por subestación primaria.

7.2 Requerimiento Nuevas Tecnologías

- Consumo individual de energía de cada uno de los clientes regulados 2024 con **resolución mensual**
- Identificador único de cliente
- Período (AAAA-MM)
- Tarifa
- Zonal
- Concesionaria

Se solicita como formato de entrega un archivo Parquet (otras alternativas son Microsoft Access DB o CSV). El formato a utilizar se muestra en la Tabla 7-1, independiente de cuál sea el tipo o la extensión del archivo a utilizar.

Tabla 7-1: Formato de entrega información prioritaria (ejemplo Enel, Zonal D)

ID_Cliente	Periodo	Energia kWh	Tipo_tarifa	Zonal	Concesionaria
999999	2024-01-01	250	BT1	D	Enel
999999	2024-02-01	250	BT1	D	Enel
999999	2024-03-01	200	BT1	D	Enel
999999	2024-04-01	200	BT1	D	Enel
999999	2024-05-01	250	BT1	D	Enel
999999	2024-06-01	280	BT1	D	Enel
999999	2024-07-01	280	BT1	D	Enel

¹⁷ Hoja "Solicitudes" del archivo "Requerimiento Información 2025.xlsx"

999999	2024-08-01	280	BT1	D	Enel
999999	2024-09-01	250	BT1	D	Enel
999999	2024-10-01	200	BT1	D	Enel
999999	2024-11-01	200	BT1	D	Enel
999999	2024-12-01	200	BT1	D	Enel

En caso de contar con la siguiente información, se solicita complementar el archivo de información anterior con los siguientes campos.

- Tipo de facturación
- Fecha de lectura (frecuencia de facturación)
- Tipo de consumo
- Potencia conectada
- Clientes con Netbilling (Potencia instalada)
- Clientes Electromovilidad

Se solicita como formato de entrega un archivo Parquet (otras alternativas son Microsoft Access DB o CSV). El formato a utilizar se muestra en la Tabla 7-2.

Tabla 7-2: Formato de entrega información deseable (Ejemplo Enel Zonal D)

ID_Cliente	Periodo	Energía kWh	Tipo_tarifa	Zonal	Concesionaria	Tipo_facturacion	Fecha lectura desde	Fecha lectura hasta	Tipo_consumo	Potencia conectada kW
999999	2024-01-01	250	BT1	D	Enel	Mensual	2024-01-01	2024-01-31	Casa	5
999999	2024-02-01	250	BT1	D	Enel	Mensual	2024-02-01	2024-02-28	Casa	5
999999	2024-03-01	200	BT1	D	Enel	Mensual	2024-03-01	2024-03-31	Casa	5
999999	2024-04-01	200	BT1	D	Enel	Mensual	2024-04-01	2024-04-30	Casa	5
999999	2024-05-01	250	BT1	D	Enel	Mensual	2024-05-01	2024-05-31	Casa	5
999999	2024-06-01	280	BT1	D	Enel	Mensual	2024-06-01	2024-06-30	Casa	5
999999	2024-07-01	280	BT1	D	Enel	Mensual	2024-07-01	2024-07-31	Casa	5
999999	2024-08-01	280	BT1	D	Enel	Mensual	2024-08-01	2024-08-31	Casa	5
999999	2024-09-01	250	BT1	D	Enel	Mensual	2024-09-01	2024-09-30	Casa	5
999999	2024-10-01	200	BT1	D	Enel	Mensual	2024-10-01	2024-10-31	Casa	5
999999	2024-11-01	200	BT1	D	Enel	Mensual	2024-11-01	2024-11-30	Casa	5
999999	2024-12-01	200	BT1	D	Enel	Mensual	2024-12-01	2024-12-31	Casa	5

7.3 Fuentes de información para el desarrollo del modelo de nuevas tecnologías

DOCUMENTO	AÑO	AUTOR	RELEVANCIA
Informe de ventas vehículos cero bajas emisiones	2025	Asociación nacional automotriz de Chile (ANAC)	Contiene información sobre el parque vehicular actual
Encuesta de presupuestos familiares y consumo de los hogares chilenos	2024	Instituto Nacional de Estadística (INE)	Contiene información sobre presupuesto, ahorro y gastos de los hogares
Encuesta suplementaria de ingresos	2023	Instituto Nacional de Estadística (INE)	Contiene la segmentación socioeconómica por quintil
Informe el Chile que viene Automóviles	2022	CADEM	Contiene información relacionada a la cantidad de vehículos por agente, según zona y segmento socioeconómico
Encuesta origen y destino	2014	Ministerio de Transporte	Permite estimar los requerimientos de transporte por agente
Information technology innovations: general diffusion patterns and its relationships to innovation characteristics	2002	J. T. C. Teng, V. Grover and W. Guttler	Brinda un marco teórico para la aplicación del modelo de difusión
Battery cost forecasting: a review of methods and results with an outlook to 2050.	2021	Mauler, L., Duffner, F., Zeier, W. G., & Leker, J	Entrega proyecciones del precio de baterías para 2050
Diffusion of electric vehicles and their flexibility potential for smoothing residual demand — A spatio-temporal analysis for Germany	2024	Fabian Arnold, Arne Lilienkamp, Nils Namockel	Tomar parámetros de referencia para ajustar el modelo de difusión
Informe Preliminar de Previsión de Demanda Eléctrica 2024-2044	2024	Comisión Nacional de Energía	Entrega tasas para el crecimiento de la demanda base
Planificación Energética Nacional	2022	Ministerio de Energía	Especifica medidas y escenarios futuros de cara a la transición energética
Permisos de Circulación	2023	Instituto Nacional de Estadística	Contiene información sobre la composición del parque vehicular actual