



Proyecto ID: 1068244-2-LE20

“Proyección de la Generación Distribuida en los sectores residencial, comercial e industrial en Chile”

POR:

E2BIZ

INVESTIGACIÓN APLICADA EN LAS ÁREAS DE ENERGÍA, MEDIO AMBIENTE, ECONOMÍA Y TERRITORIO

PARA:

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA
Santiago - 2021

Informe Final

Contenido

Tablas	4
Figuras.....	6
1 Introducción	9
2 Plan de trabajo.....	11
3 Marco teórico	15
3.1.1 Modelos basados en agentes o “agent based modelling” (ABM).....	15
3.1.2 Modelos de Adopción y Difusión.....	16
4 Revisión de Antecedentes Nacionales	29
4.1 PELP – Planificación Energética de Largo Plazo	29
4.2 Proyección de Generación Distribuida periodo 2020-2040 - Coordinador Eléctrico Nacional	35
4.2.1 Proyección de Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD)	36
4.2.2 Proyección de Net Billing.....	42
4.3 Comuna Energética	44
4.4 Trayectoria del Sector Energía hacia la Carbono Neutralidad en el contexto del ODS7	48
5 Revisión de experiencias Internacionales de modelos de adopción de sistemas solares Fotovoltaicos	52
5.1 Modelos internacionales de adopción de sistemas solares fotovoltaicos	54
5.1.1 dGen - NREL	54
5.1.2 Sistema Nacional de Modelado de Energía (NEMS).....	58
5.1.3 HOMER	63
5.2 Ejemplos de utilización de modelos en países	66
5.2.1 Brasil	66
5.2.2 Alemania	69
5.2.3 Estados Unidos – California.....	72
5.3 Análisis comparativo de los modelos	79
5.3.1 Ventajas, desventajas y recomendaciones	83
6 Metodología para la estimación de penetración de generación distribuida	86
6.1 Metodología sector residencial	90
6.2 Metodología sector comercial e industrial	93
6.3 Metodología Unificada	95
6.4 Metodología datos cartográficos	97
6.5 Metodología base de datos	97
7 Información para implementación del modelo Residencial.....	100
7.1 Programación del modelo en Julia	117
7.1.1 Docker file	117

7.1.2 Filtrado	117
7.1.3 Simulación	117
7.1.4 Resultados	124
8 Bibliografía.....	135
9 Anexos.....	138
9.1 Escenarios Energéticos PELP	138
9.2 Datos de código abierto dGEN - NREL	140
9.3 Dockerfile 141	
9.4 Filtrado 145	
9.5 Simulación 147	

TABLAS

Tabla 1: Carta Gantt actualizada	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 2: Factores de Aptitud considerados en CASEN	33
Tabla 3: Módulo de prospección	50
Tabla 4: Diferencias entre modelo dGen vs SolarDS	55
Tabla 5: Datos relevantes del modelo dGen.....	57
Tabla 6: Comparación entre modelos HOMER Pro y HOMER Grid	64
Tabla 7: Programas de Incentivo de Generacion Distribuida en California	74
Tabla 8: Comparación entre los distintos modelos	79
Tabla 9: Comparación entre las distintas experiencias internacionales	81
Tabla 10: Barreras de adopción tecnológica en hogares.....	88
Tabla 11: Área mínima en un techo inclinado para instalación de un sistema fotovoltaico, incluye espacio para bordes.	91
Tabla 12: Techos de casas en buen estado por región.	98
Tabla 13: Techos de casas en buen estado por región.	101
Tabla 14: Disponibilidad de suministro eléctrico casas.	102
Tabla 15: Costos de Kit FV para sistemas on grid netbilling monofásico.	104
Tabla 16: Costos de Proyectos llave en mano 2020	104
Tabla 17: Costo promedio de baterías AGM, según amperes y voltaje	104
Tabla 18 Datos demanda energía sector Comercial	106
Tabla 19 Datos demanda energía sector Educación y Cultura	107
Tabla 20 Datos demanda energía sector Habitacional	107
Tabla 21 Datos demanda energía sector Salud	108
Tabla 22 Datos demanda energía sector Industria	108
Tabla 23 Datos demanda energía sector Público	109
Tabla 24: Región de acuerdo a kWh y M2	111
Tabla 25: Destino del inmueble de acuerdo a kWh y M2	111
Tabla 26: Información de kW en techo y terreno promedio para destino habitacional	112
Tabla 27: Información de kW en techo y terreno promedio para destino habitacional	112
Tabla 28: Información de kW en techo y terreno.....	113



Tabla 29: Precio del metro cuadrado del terreno por región	114
Tabla 30: Precio del Metro cuadrado del terreno por región	116
Tabla 31: Escenarios energéticos de largo plazo, periodo 2018-2022.....	138

FIGURAS

Figura 1: Instalaciones inscritas ante la SEC, mediante el Trámite eléctrico TE4.	9
Figura 2: Pasos del desarrollo de la consultoría	11
Figura 3: Pasos para mejoramiento al modelo actual del Ministerio de Energía.....	12
Figura 4: Curvas empíricas de penetración tecnológica de Estados Unidos.....	17
Figura 5: Curva de Innovación Rogers y categorías de adopción	17
Figura 6: Representación gráfica modelo de Bass.....	21
Figura 7: Curvas de Bass para distintos valores de parámetros	22
Figura 8: Impacto de Parámetro de crecimiento positivo y negativo	23
Figura 9: Impacto de reducir 50% parámetro de crecimiento	24
Figura 10: Impacto de reducir en 5 unidades parámetro de desplazamiento temporal	24
Figura 11: Interpretación de Parámetro Modelo de Gompertz II	26
Figura 12: Formas de curvas de penetración en función de payback para distintos parámetros.....	26
Figura 13: a) Proyecciones de penetración de generación distribuida (capacidad instalada)....	30
Figura 14: Mercado Potencial Final en función de elasticidad de sustitución intertemporal	34
Figura 15: Probabilidad de adopción de un panel fotovoltaico en función del tiempo en el mercado.....	34
Figura 16: Diagrama de Flujo Proyección PMGD periodo 2020-2040.	38
Figura 17: Proyección PMGD (Potencia) en el SEN, periodo 2020-2040.	38
Figura 18: Proyección de Energía PMGD en el SEN, periodo 2020-2040.	39
Figura 19: Proyección PMGD Zona Norte periodo 2020-2040.	39
Figura 20: Proyección PMGD Zona Centro periodo 2020-2040.	40
Figura 21: Proyección PMGD Zona Sur periodo 2020-2040.	41
Figura 22: Capacidad instalada de proyectos Net Billing a junio 2020, por destino de propiedad.	42
Figura 23: Capacidad instalada Net Billing en sector comercial e industrial, periodo 2020-2040.	43
Figura 24: Capacidad instalada Net Billing en sector habitacional, periodo 2020-2040.	43
Figura 25: Energía total potencial de todo el programa por comuna [MWh].	46
Figura 26: Energía total anual potencial de todo el programa por comuna [MWh].	47

Figura 27: Escenarios de penetración de Generación Distribuida	48
Figura 28: Modelación considerando energía final y útil	49
Figura 29: Generación SEN escenario base (arriba) y escenario ruta de descarbonización (abajo)	51
Figura 30: Crecimiento de la capacidad fotovoltaica distribuida por segmento	52
Figura 31: Costo de inversión para sistemas comerciales, industriales y residenciales en países seleccionados.....	53
Figura 32: Evolución de la capacidad instalada de GD fotovoltaica proyectada para los años 2016-2030 (MW). Izquierda: Escenario Base. Derecha: Escenario Alternativo.	68
Figura 33: Adopción histórica y simulación de la adopción de sistemas FV en Alemania	70
Figura 34: Coeficiente de precios de sistemas FV, baterías y tarifas FiT en Alemania.	71
Figura 35: Adopción de sistemas FV en diferentes escenarios	71
Figura 36: Situación del <i>net metering</i> en los estados de EE.UU (actualización junio 2020).	72
Figura 37: Aumento porcentual de la capacidad acumulada del sistema fotovoltaico solar instalado en diferentes escenarios de incentivos, 100–1000 kW-dc.....	77
Figura 38: Aumento porcentual de la capacidad acumulada del sistema fotovoltaico solar instalado bajo diferentes supuestos de costo, 100–1000 kW-dc.....	78
Figura 39: Conjunto de parámetros relacionados con el agente, utilizados para la aplicación del modelo.	87
Figura 41: Perdida Azimut	99
Figura 42: Perdida Azimut	99
Figura 43: Participación por tipo de vivienda por región.....	100
Figura 44: Propiedad de las casas por región.	101
Figura 45: Metros cuadrados de casas por región.	102
Figura 46: Ingreso total promedio del hogar.....	103
Figura 47: Mapa Explorador Solar.....	105
Figura 48: Cuenta tipo promedio por región.....	106
Figura 50: Promedio Metro Cuadrado por región	114
Figura 51: Promedio Metro Cuadrado por destino	116
Figura 50: Inversión Pesos Kw escenario Base.....	118
Figura 51: Inversión Pesos Kw escenario Bajo	119
Figura 52: Inversión Pesos Kw escenario Alto	119



Figura 53: Precio de la electricidad	120
Figura 54: Proyección del PIB en tres escenarios	120
Figura 55: Aporte de Kw por Tipo de Escenario	124
Figura 56: Aporte Regional de Kw Escenario Base.....	125
Figura 57: Aporte Regional de Kw Zona Norte Escenario Base.....	126
Figura 58: Aporte Regional de Kw Zona Centro Escenario Base.....	126
Figura 59: Aporte Regional de Kw Zona Sur Escenario Base.....	127
Figura 60: Aporte por Sector Escenario Base	128
Figura 61: Aporte por Sector Escenario Base	128
Figura 62: Aporte Regional de Kw Escenario Bajo	129
Figura 63: Aporte Regional de Kw Zona Norte Escenario Bajo	129
Figura 64: Aporte Regional de Kw Zona Centro Escenario Bajo	130
Figura 65: Aporte Regional de Kw Zona Sur Escenario Bajo	130
Figura 66: Aporte por Sector Escenario Bajo.....	131
Figura 67: Aporte Regional de Kw Escenario Alto	132
Figura 68: Aporte Regional de Kw Zona Norte Escenario Alto	132
Figura 69: Aporte Regional de Kw Zona Centro Escenario Alto	133
Figura 70: Aporte Regional de Kw Zona Sur Escenario Alto	133
Figura 71: Aporte por Sector Escenario Alto.....	134



1 INTRODUCCIÓN

La Ruta Energética, publicada en mayo de 2018, define las metas y desafíos de corto plazo para el sector energético chileno. Dentro de ella, se ha establecido como objetivo fomentar el mercado de la generación distribuida (GD) y el autoconsumo a través de mejoras regulatorias, difusión de proyectos, programas de inversión pública y desarrollo de nuevas fuentes de financiamiento.

La GD, establecida mediante la Ley N° 20.571, permite la autogeneración en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y/o de cogeneración eficiente, con una capacidad de hasta 300 kW. Esta Ley permite además a los usuarios vender sus excedentes directamente a la empresa distribuidora, a un precio regulado (precio nudo de la electricidad), el cual debe estar publicado en el sitio web de cada empresa distribuidora.

Como se puede observar en la Figura 1, la GD ha ido en aumento desde el año 2015, y se prevé que esto siga en Crecimiento.

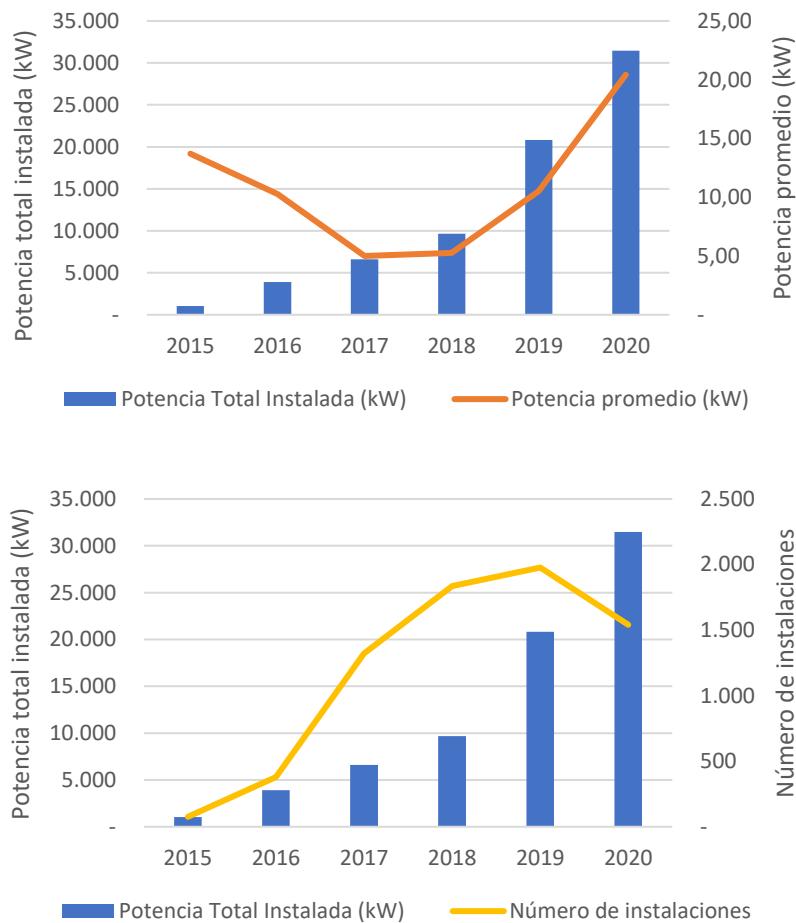


Figura 1: Instalaciones inscritas ante la SEC, mediante el Trámite eléctrico TE4.

Fuente: Elaborado en base a (CNE, 2021)

En cuanto a la potencia promedio, se observa una tendencia inicial de una reducción, pasando de 13,7 kW en el año 2015 a 5,0 y 5,3 en los años 2017 y 2018 respectivamente. Sin embargo, en los últimos dos años se vuelve a evidenciar un promedio mayor, alcanzado los 20,4 kW instalados promedio al año 2020.

De esta forma, se presenta la necesidad por parte del Ministerio de Energía de contar con una metodología validada y actualizada, que le permita proyectar la generación distribuida en los sectores residencial, comercial e industrial, considerando la existencia de diferentes shocks que afectan el comportamiento de tanto la potencia instalada como el número de instalaciones, a lo que se suma la capacidad del modelo de adaptarse a las nuevas circunstancias que aparezcan a lo largo del tiempo.

El presente informe corresponde al producto final de la consultoría “Proyección de la Generación Distribuida en los sectores residencial, comercial e industrial en Chile” solicitada por la Subsecretaría de Energía, cuyo objetivo es desarrollar y aplicar una o más herramientas que permitan estimar la adopción de las tecnologías vinculadas a generación distribuida en los sectores residencial, comercial e Industrial, respectivamente, utilizando paneles solares fotovoltaicos hacia el año 2050 en Chile.

2 PLAN DE TRABAJO

El desarrollo de la presente consultoría se realizará en 4 pasos relevantes:



Figura 2: Pasos del desarrollo de la consultoría

En una primera etapa de **Análisis comparativo de experiencias internacionales de modelos de adopción de sistemas solares fotovoltaicos** se realizó una revisión exhaustiva de la bibliografía nacional e internacional respecto a metodologías de adopción de tecnologías, con especial enfoque en el mercado fotovoltaico. En esta primera etapa se realizó un análisis y proyección de penetración de generación. Se plantea distinguir tres grandes categorías de documentos: documentos nacionales; documentos internacionales (institucionales y 3 países) y documentos metodológicos.

La segunda etapa de **Actualización y perfeccionamiento del modelo de adopción de generación distribuida en el sector residencial del Ministerio de Energía** se compone de 7 subetapas que se describen de manera resumida a continuación:

1. **Revisión de Modelo de Adopción Residencial del Ministerio de Energía:** se desarrollará una revisión detallada y análisis crítico del Modelo de Adopción Residencial del Ministerio de Energía.
2. **Revisión/Estimación de Potenciales Solares:** La estimación del potencial es clave para estimar la rentabilidad de la generación distribuida contando con una desagregación geográfica adecuada. Para calcular el potencial solar, se propone utilizar el Explorador Solar¹, herramienta que entrega información sobre la radiación solar incidente en cualquier punto del país, con resolución espacial de 90 metros.
3. **Caracterización de hogares:** se cuenta con las bases de datos de CASEN 2017, Presupuestos Familiares INE 2017 y el censo 2017 que permiten levantar información de hogares a nivel comunal.
4. **Consumo de los hogares:** Se analizará estadísticamente a nivel comunal el consumo de los hogares considerando estacionalidad. Se analizará la distribución de consumo por comuna, sus momentos (media, varianza) entre otras para caracterizar adecuadamente los consumos.

Para ello, el equipo de E2BIZ cuenta con datos de consumo total mensual por región para los años 2001 a 2016. Estos para cada tarifa de clientes regulados. Estos datos fueron proporcionados por la Comisión Nacional de Energía en el contexto de un estudio de estimación de elasticidades de consumo eléctrico. Para efectos del sector residencial se recomienda levantar los consumos a partir la opción tarifaria BT1a.

¹ Explorador Solar disponible en: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

5. **Tamaño y precio de los paneles:** Para el desarrollo de esta actividad se revisará literatura nacional e internacional disponible respecto de las características actuales y futuras de paneles solares, para el sector residencial.
6. **Perfeccionar modelo:** Se propone un mejoramiento al modelo que actualmente utiliza el Ministerio de Energía considerando **preliminarmente** los pasos que se presentan en la figura a continuación:

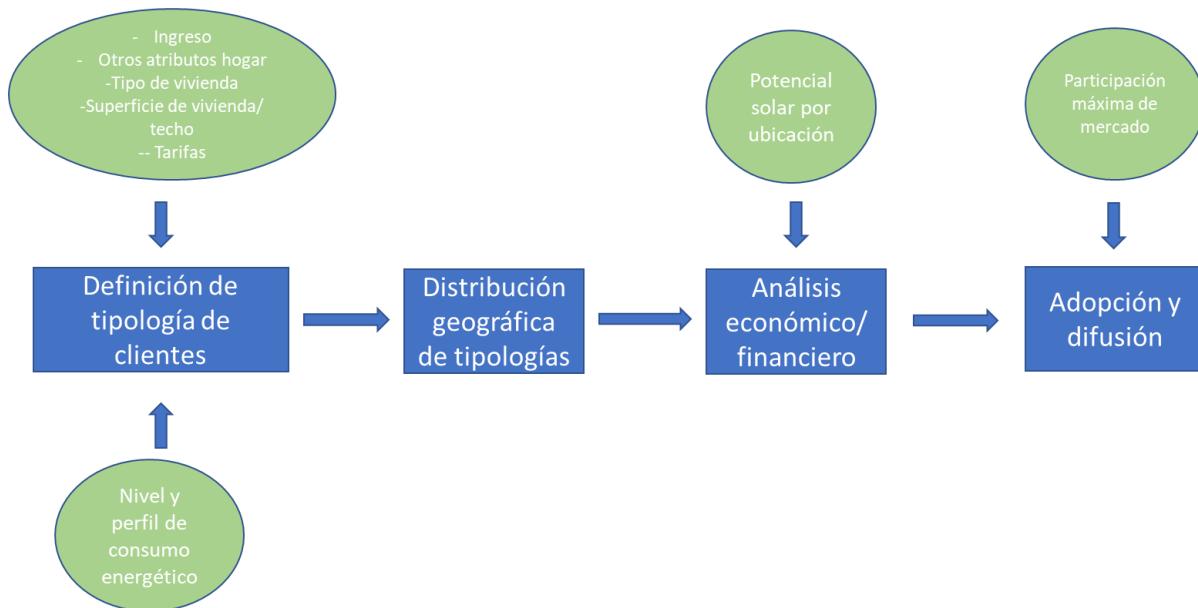


Figura 3: Pasos para mejoramiento al modelo actual del Ministerio de Energía

La definición de tipologías es el principal desafío del estudio. Esto porque no se cuenta con una única base de datos que integre atributos de los hogares con los consumos. Por ello, se revisó alternativas de modelación probabilística/heurística que permitan asignar consumos a tipos de viviendas.

Para hacer un análisis económico de la generación distribuida, es necesario comparar las curvas de carga horarias promedio (puede separarse entre días hábiles y no hábiles), para cada uno de los meses del año, con las curvas de generación promedio horaria del mes correspondiente. Así se podrá evaluar en cuánto excede, si es que lo hace, la energía inyectada a la red al consumo mensual, y si el ahorro en electricidad y el ingreso por el pago de esta energía inyectada a la red permiten recuperar la inversión en un plazo de tiempo razonable².

El análisis financiero dependerá de las tarifas (por ejemplo, tarifa fija versus “time of use”) y posibles incentivos que puedan aplicarse.

Para estimar la adopción y difusión, se propone un modelo de difusión basado en ABM (Modelación basada en agentes).

² Un estudio encargado por la Asociación Chilena de Energía Solar (Acesol) a la Universidad de Michigan, indicó que en las condiciones actuales del mercado chileno al año 2016, el payback de proyectos FV es de 9 años. En este informe se concluye que la energía solar residencial no es lo suficientemente atractiva económicamente para que se masifique y asegura que el retorno máximo debiese ser de 5 años. (Universidad de Michigan - ACESOL, 2016)

7. **Aplicación modelo utilizado:** El modelo fue aplicado en tres escenarios, identificando las principales variables que afectan la adopción de la tecnología por parte de los agentes.

En la tercera etapa **Desarrollo de una metodología para proyectar la adopción de generación distribuida para el sector comercial e industrial**, para la caracterización de las empresas nacionales se propuso realizar un cruce y contraste de información entre las distintas bases de datos existentes, las cuales a lo largo del proyecto fueron utilizados. Una primera revisión de la información disponible permite identificar las siguientes fuentes, las cuales no fueron utilizadas todas, debido a las características de la modelación:

- **Roles del SIII**, que contiene información de terrenos, construcciones y avalúo fiscal. Esta fue la base principal usada, que permitió generar información coherente para los agentes. Se entrega la base de datos, que permite conocer el tamaño de las empresas, su cantidad de trabajadores, comuna, entre otros.
- **Nómina de empresas personas jurídicas año tributario 2019 del Servicio de Impuestos Internos**, la cual contiene el listado de contribuyentes personas jurídicas correspondientes al año tributario 2019, con información referente a tramos de venta, número de trabajadores, rubro, sub rubro, y actividad económica principal, entre otras.
- **Encuesta Nacional de la Industrial Anual (ENIA) del Instituto Nacional de Estadísticas (2018)**, la cual corresponde a un levantamiento anual dirigido a establecimientos manufactureros con más de 10 trabajadores y que recopila información en variables sectoriales, como por ejemplo estrato (según tramo de ocupación), código de actividad industrial (según CIIU), valor agregado, empleo, valor bruto de producción, entre otras.
- **Encuesta Anual de Comercio (ECOM) del Instituto Nacional de Estadísticas (2018)**, correspondiente a un levantamiento anual nacional de cifras relativas a ingresos operacionales y no operacionales según fuentes, empleo y remuneraciones, costos, gastos (en insumos de la actividad, uso de energía, servicios comunes servicios de la operación y otros), entre otras variables, relacionadas a la actividad de Comercio.
- **Encuesta Longitudinal de Empresas (ELE-5) del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo (2017)**, la cual cubre a 339.022 empresas (excluye a aquellas con ventas anuales iguales o menores a 800 UF) y es representativa a nivel de tamaño de empresa (micro, pequeña, mediana y grande, definidos según ventas) y sector económico. Algunas de las variables que abarca esta encuesta son tipo de actividad realizada, productos financieros utilizados y parámetros asociados, ingresos y gastos, entre otros.

Debido a la disponibilidad de los datos, la base principal correspondió a los roles de impuestos internos.

Para la elaboración **del Modelo comercial e industrial**, la metodología a emplear es análoga a la del sector residencial. Se debe generar una tipología de cliente: sector, nivel y perfil de consumo, tarifa a nivel geográfico. Nuevamente, esta subetapa corresponde al mayor desafío.

Finalmente, en la última etapa **Estimación de la adopción de la generación distribuida mediante el uso de ABM**, se construyeron tres escenarios que reflejan las principales sensibilidades de variables y parámetros determinantes. Se entregó un archivo Excel completo con los supuestos, parámetros actuales y proyectados, y el código utilizado.

Se realizó una capacitación del uso del modelo.

3 MARCO TEÓRICO

3.1.1 Modelos basados en agentes o “agent based modelling” (ABM)

Gestionar la demanda y/o oferta de energía, incluyendo patrones de consumo y adopción de tecnologías, requiere establecer la respuesta a distintos instrumentos de política energética. Los consumidores y empresas pueden invertir en tecnologías que les permitan reducir su demanda de energía suministrada por fuentes tradicionales, o incluso convertirse en productores de energía en sí mismos. Tales tecnologías de “lado de la demanda” incluyen sistemas solares fotovoltaicos (PV), vehículos eléctricos, sistemas de gestión de energía en el hogar o las empresas, adopción de tecnologías más limpias y/o eficientes. El aprovechamiento exitoso de tales oportunidades requiere una mejor comprensión de cómo el comportamiento de los agentes económicos impacta el sistema de energía global. Se requiere entender por qué los agentes usan energía de la manera en que lo hacen, cómo responden a la información sobre los costos y beneficios de las elecciones de energía, y cómo las políticas energéticas y de cambio climático afectan su comportamiento individual y agregado. Responder estas preguntas es crucial para desarrollar políticas y programas que facilitan el desarrollo de sistema energético global y que contribuya a lograr mayor bienestar y menos dependencia de combustibles fósiles.

En esta perspectiva, el proyecto busca explorar la utilidad de los modelos basados en agentes o “agent based modelling” (ABM) para representar las complejidades del comportamiento de los agentes económicos. Aplicaciones relevantes en la experiencia internacional han utilizado estos métodos para modelar la inversión y cambio tecnológico del sector eléctrico, transporte, penetración de la generación distribuida, o los impactos de instrumentos de precio al carbono como los sistemas de permisos transables “emission trading systems” (ETS). En este sentido, los mercados son sistemas complejos y dinámicos, por lo que los métodos tradicionales de modelación económica han sido incapaces de analizar los comportamientos complejos de los agentes individuales. Sin embargo, la modelación basada en agentes es una manera eficiente para analizar de este tipo de sistemas con numerosos factores, niveles importantes de heterogeneidad, interacciones complejas y diversas reglas.

Un modelo típico basado en agentes tiene tres elementos:

1. Agentes, sus atributos y comportamientos: Por ejemplo, en el caso de generación distribuida residencial, el principal tipo de agente es el “hogar”, que representa la entidad del hogar en el mercado solar residencial. Además, deriva dos subtipos, “adoptante” y “no adoptante”. En cada paso de la simulación, se actualizan primero predictores, por ejemplo, es decir, costo de propiedad y arriendo, incentivos y VAN, etc. para todos los agentes y se modifica su estado.
2. Relaciones del agente y sus métodos de interacción: Una topología permite especificar qué agente está, o podría estar, conectado con otro y las dinámicas que rigen los mecanismos de las interacciones.
3. Entorno de los agentes: Los agentes viven e interactúan con su entorno además de otros agentes.

A continuación, se explica la naturaleza de estos dos componentes para el caso de generación distribuida residencial. Es relevante destacar que en algunos casos la literatura no distingue entre estos dos puntos.

Las actitudes individuales de los consumidores se modifican con el tiempo a través de la influencia social e interacciones. En el ABM esta evolución es el resultado de interacciones agente-agente (por ejemplo, amigos y vecinos) y dependen de la estructura de la red social. Para la energía solar, el contacto con los vecinos ha sido demostrado reducir los costos de información, mucho más que el contacto con no vecinos (Rai y Robinson, 2013). Por lo que la definición basada en la distancia de las conexiones locales en el ABM solar es la variable que se utiliza típicamente. En consecuencia, la red social de agentes en el modelo se compone principalmente de hogares próximos en el espacio a la ubicación del agente.

La construcción de redes de agentes se resuelve espacialmente: Se usan ubicaciones y distancias de otros agentes para generar las redes. Los vecindarios se pueden definir de una manera simple pero flexible estableciendo un radio r alrededor de cada hogar.

El modelo dGEN ocupa esta metodología, en conjunto con modelos de adopción y difusión.

3.1.2 Modelos de Adopción y Difusión

La innovación tecnológica es un insumo clave en el proceso de crecimiento económico tal como ha sido planteado por Schumpeter o Solow. En el enfoque neoclásico, la innovación se trata como un factor productivo junto con capital y trabajo, y se asume que es exógeno al proceso de crecimiento. Sin embargo, corrientes de economía del comportamiento o economía de la evolución han puesto el foco de su investigación en el nivel micro considerando la innovación un factor endógeno del proceso económico.

La teoría de innovación suele basarse en (Rogers, 1962). Según él, en un sistema social interactúan influencias externas (medios de comunicación, normativas) e influencias internas (relaciones sociales, atributos personales). La decisión de adoptar una nueva tecnología suele estar influenciada por las decisiones del resto de miembros del sistema. Cuanta más gente adopte una innovación menor será el riesgo y la dificultad percibidos, y más se acelerará la tasa de adopción.

La difusión caracteriza la adopción tecnológica y se relaciona con el proceso en que una innovación es comunicada y aceptada entre los miembros de un sistema social. El proceso de difusión de innovaciones suele seguir una curva definida y común a las industrias y tipos de tecnología, denominada Curva S, y que es una medida de la velocidad de adopción de una innovación. El proceso de expansión descrito mediante la Curva S ha sido propuesto como el ciclo de vida estándar de adopción de nuevas tecnologías y producto.

La Figura 4 presenta para Estados Unidos distintas curvas reales de adopción tecnológica.

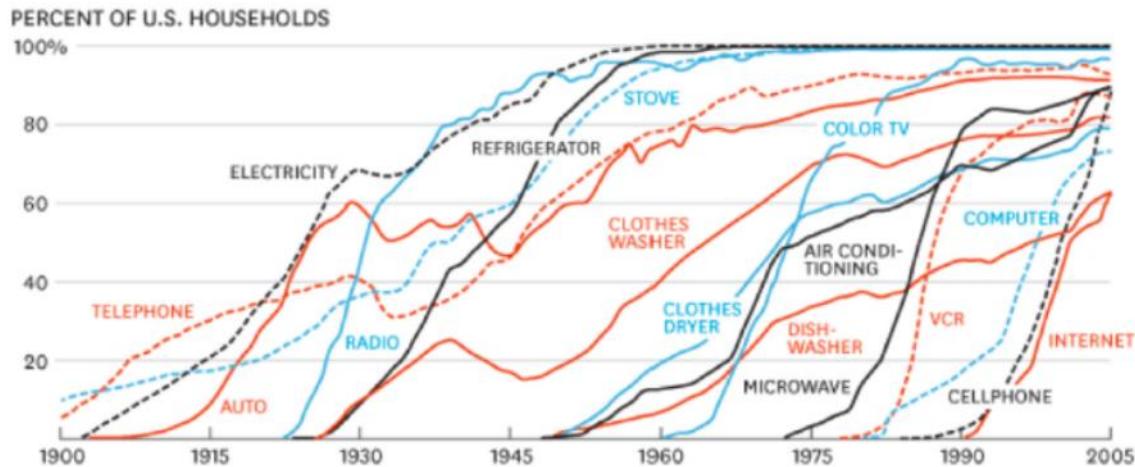


Figura 4: Curvas empíricas de penetración tecnológica de Estados Unidos

Fuente: Sanwal, 2017

Rogers caracteriza los adoptantes innovación en cinco categorías de adoptantes: Innovadores; adoptantes tempranos; adoptantes tardíos; mayoría tardía y rezagados. Estas categorías surgen a partir de la desviación estándar de la distribución normal. La Figura 5;Error! No se encuentra el origen de la referencia. presenta la curva de innovación de Rogers y su relación con las categorías de adopción.

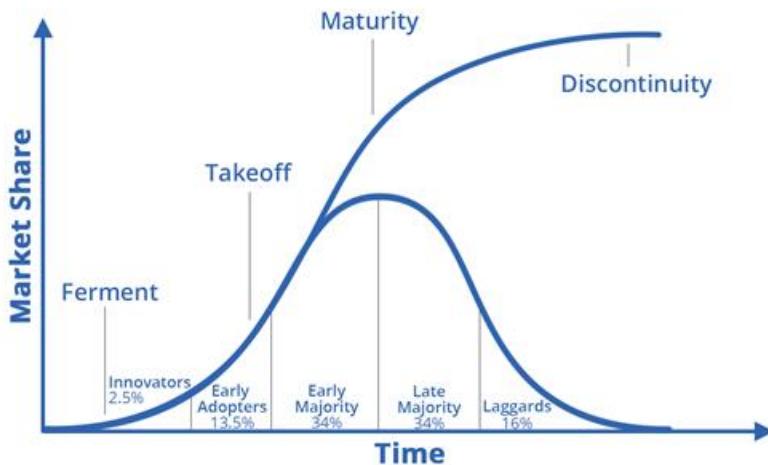


Figura 5: Curva de Innovación Rogers y categorías de adopción

Fuente: (Sunol, 2018)

Cada transición de un grupo al siguiente supone un salto o discontinuidad porque cambia el perfil del consumidor. Sin embargo, según la evidencia empírica alcanzar la fase de "early majority" es fundamental para la sobrevivencia del producto. De hecho, la mayor parte de innovaciones fracasan no logrando alcanzar la masa crítica del mercado (15-18%) que les permita hacer la transición y que la pendiente de adopción se acelere. Moore (Moore, 2006) propone una clasificación actualizada de las categorías de Rogers y enfatiza la dificultad de la transición entre el grupo de "early adopters" (visionarios) y "early majority" (pragmáticos) porque ambos grupos no necesariamente están en contacto y tienen expectativas distintas

sobre el valor que les entregue el producto. A pesar que la globalización y masificación de tecnologías de comunicaciones reduce la brecha entre los distintos grupos, la evidencia en tecnologías como electromovilidad y generación distribuida muestra que el conocimiento cercano de estas- entendido como conocer agentes que las emplean- reduce las incertidumbres y acelera la difusión.

Modelos Clásicos de Difusión

Las primeras investigaciones sobre la difusión tecnológica e innovación se basan en modelos que se utilizaron en epidemiología para describir el contagio de enfermedades infecciosas. La literatura muestra que, los modelos de difusión utilizados comúnmente se pueden anidar en la siguiente ecuación diferencial (Kijek, 2010):

$$\frac{dN(t)}{dt} = r(t) \cdot (m - N(t))$$

Donde $N(t)$ es el número acumulado de adoptantes en tiempo t , $\frac{dN(t)}{dt}$ es la tasa de difusión, m el potencial de adoptantes y $r(t)$ el coeficiente de difusión.

El coeficiente de difusión puede ajustarse y representa la interacción entre las fuerzas de innovación e imitación. A partir de la forma del coeficiente de difusión los modelos de difusión pueden clasificarse en tres categorías:

Modelo de influencia externa

En los modelos de influencia externa, $r(t) = p$ constante, por lo que la ecuación diferencial que representa la adopción es:

$$\frac{dN(t)}{dt} = p \cdot (m - N(t))$$

En esta categoría, la velocidad de difusión no depende del número de adoptantes anteriores, sino que es impulsada solo por la innovación intrínseca (o actitud de riesgo) y no por imitación. En general, el modelo de influencia externa sería adecuado cuando los adoptantes potenciales están relativamente aislados en el sistema social y donde la comunicación es predominantemente formalizada y jerárquica, es decir, el impacto del boca a boca es bajo (Kijek, 2010).

Modelo de influencia interna

En este caso, el coeficiente de difusión $r(t) = q \cdot N(t)$, por lo que la ecuación diferencial que representa la adopción es:

$$\frac{dN(t)}{dt} = q \cdot N(t) \cdot (m - N(t))$$

En un modelo de influencia interna, la tasa de adopción depende directamente del número de adoptantes anteriores, es decir, es un modelo de imitación puro. La innovación intrínseca no



juega rol alguno. La interacción directa entre potenciales adoptantes y los adoptantes anteriores (a través del boca a boca, por ejemplo) ingresan a la ecuación a través del coeficiente de imitación, q . Cabe señalar que el efecto del boca a boca es una función de los adoptantes anteriores, $N(t)$, y por lo tanto aumenta con el tiempo (Wright et al, 1997)

El modelo de influencia interna es adecuado cuando el grupo de potenciales adoptantes es relativamente pequeño y homogéneo, o cuando la legitimación de la información previa es importante para la adopción (Kijek, 2010). Esta forma del modelo de influencia interna toma la forma de la función de crecimiento de Gompertz, ampliamente utilizado.

Modelo de influencia mixta

En el modelo de influencia mixta, el coeficiente de difusión es $r(t) = p + qN(t)$, por lo que la ecuación diferencial que describe la trayectoria de adopción es:

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

El modelo fue introducido por Bass (1969), y es una generalización que acomoda tanto la influencia interna y los modelos de influencia externa como casos especiales. Esta especificación permite tanto la innovación intrínseca (a través del coeficiente de innovación, p) y un efecto de boca en boca (imitación) (a través del coeficiente de imitación, q). Su flexibilidad ha hecho que el modelo de influencia mixta sea, el más utilizado entre los tres modelos de difusión basados en ecuaciones diferenciales (Kijek, 2010)

Modelo de Bass

Ecuación e interpretación

El modelo de Bass es una aplicación directa del modelo de influencia mixta:

$$\begin{aligned}\frac{dN(t)}{dt} &= \left(p + \frac{q}{m} N(t) \right) \cdot (m - N(t)) \\ &= qN(t) \left(1 - \frac{N(t)}{m} \right) + p(m - N(t))\end{aligned}$$

En esta última ecuación, el primer término representa la influencia de la imitación mientras que el segundo de la innovación.

Notar que el parámetro de difusión pasa de $p + qN(t)$ a $p + \frac{q}{m}N(t)$ para poder construir una función distribución de la forma $F(t) = \frac{N(t)}{m}$ y que permitirá la resolución de una ecuación diferencial sencilla. $F(t)$ se interpreta como la fracción de adoptantes potenciales que adoptó la tecnología en t . En consecuencia, el modelo Bass se puede replantear en función de F como:

$$m \frac{dF(t)}{dt} = (p + qF(t)) \cdot (m - mF(t))$$

Es decir, la ecuación diferencial queda:

$$\frac{dF(t)}{dt} = (p + qF(t)) \cdot (1 - F(t))$$

Esta ecuación puede interpretarse fácilmente. La proporción de innovadores crece a tasa p para los innovadores (del total de aún no ha innovado) y a una tasa $qF(t)$ caracterizando la imitación (también del total que aún no ha innovado). Otra forma de interpretar la ecuación es a partir de tasa de riesgo ("hazard rate"). Para ello se define $f(t) = \frac{dF(t)}{dt}$ y se reescribe la ecuación diferencial como³:

$$\frac{f(t)}{1 - F(t)} = p + qF(t)$$

Es decir, se asume que esta probabilidad es lineal afín en los que ya han adoptado la innovación.

Al resolver la ecuación diferencial se obtienen formas funcionales explícitas para $F(t)$ y $f(t)$.

$$\frac{dF(t)}{dt} = (p + qF(t)) \cdot (1 - F(t))$$

Para su resolución, la EDO suele reescribirse de la forma siguiente lo que permite su estimación por separación de variables:

$$\frac{dF}{p + (q - p)F(t) - qF^2(t)} = dt$$

La solución de esta ecuación es considerando la condición inicial $F(0) = 0$ es:

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)t}}$$

De la forma funcional de F es directo que:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} F(t) = 1$$

Derivando se obtiene:

$$f(t) = F'(t) = \frac{(p+q)^2}{p} \frac{e^{-(p+q)t}}{(1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)t})^2}$$

Por propiedades de la exponencial se aprecia que para todo instante $f(t) > 0$, por lo que F es estrictamente creciente.

Para examinar la convexidad de F , se obtiene su segunda derivada:

$$F''(t) = \frac{(p+q)^3}{p} \cdot \frac{\left(\frac{q}{p}e^{-(p+q)t} - 1\right)e^{-(p+q)t}}{(1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)t})^3}$$

El punto de inflexión se obtiene cuando $F''(t_I) = 0$ es decir cuando $t_I = \frac{1}{p+q} \ln \left(\frac{q}{p}\right)$.

El máximo valor de f también se da en el instante t_I , y tiene el valor:

³ En este caso puede ser conveniente recordar la fórmula de probabilidades condicionales $P(A / B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)} = \frac{f(t)}{1 - F(t)}$. En este caso A es la probabilidad instantánea de adoptar en t y P(B) la probabilidad de no haber adoptado.

$$\max f(t) = f(t_I) = \frac{(p+q)^2}{4q}$$

El valor de la función de Bass en su punto de inflexión es:

$$F(t_I) = \frac{q-p}{2q}$$

La Figura 6 caracteriza las formas típicas de las funciones F y f cuando $q > p$. Para ello se toman valores $p=0,005$ y $q=0,2$. Estos valores fueron seleccionados para que t_I fuese lo suficientemente cercano a un entero.

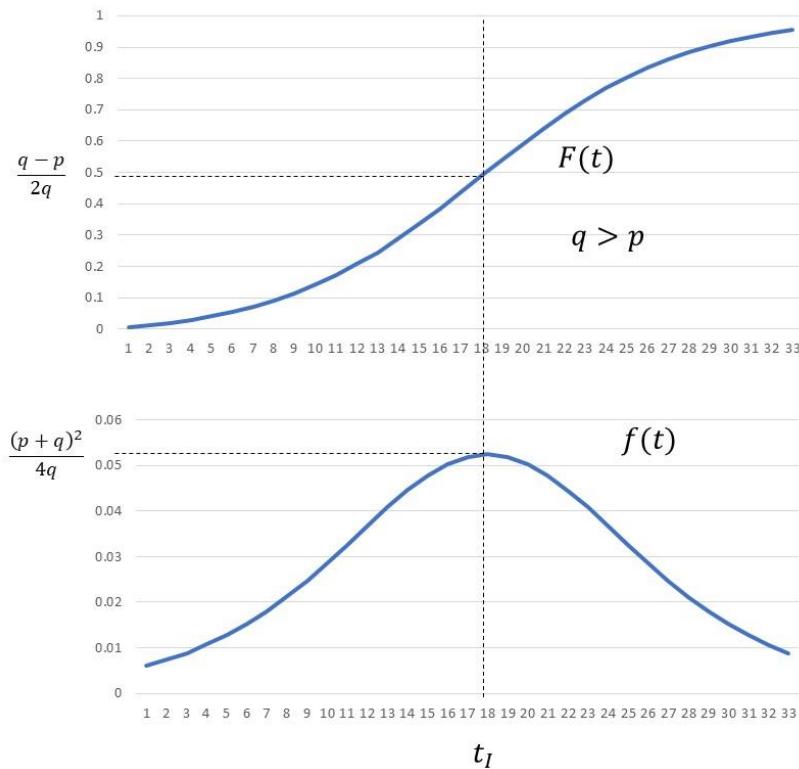


Figura 6: Representación gráfica modelo de Bass

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, las ventas pueden aproximarse como:

$$Ventas(t_1, t_2) = N(t_2) - N(t_1) \approx (t_2 - t_1)N'(\frac{t_1 + t_2}{2})$$

Donde es directo que $N(t) = mF(t)$ y $N'(t) = mF'(t)$. En este caso m se expresa en unidades de producto⁴.

⁴ En las aplicaciones del modelo de Bell, y en general, en cualquier modelo de difusión se puede considerar también que m es la participación máxima (porcentual) del mercado por lo que las ventas estimadas serían respecto a la fracción del mercado que adopta en el periodo.

La forma de las curvas de Bass depende de los valores relativos de los parámetros p y q . En la literatura empírica el valor promedio de p es 0,03 y es generalmente menor a 0,01. El valor medio de q es 0,38 y su rango esperado se encuentra entre 0,3 y 0,5 (V. K. Narayanan, 2010).

La Figura 7; Error! No se encuentra el origen de la referencia. presenta las formas típicas de estas curvas para los casos $p < q$ (baja innovación, alta imitación) y $p > q$.

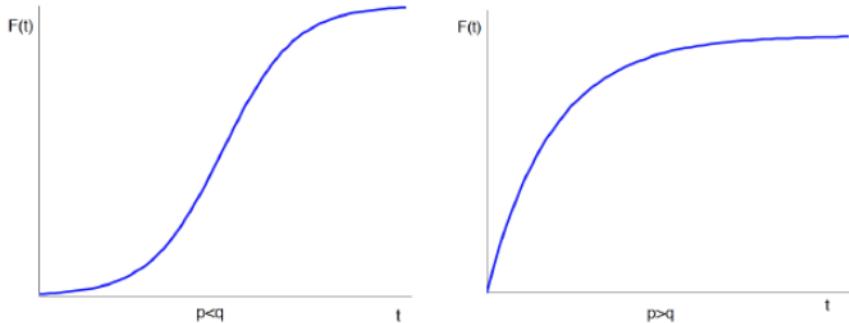


Figura 7: Curvas de Bass para distintos valores de parámetros

Fuente: elaboración propia

Cuando $q < p$, el punto de inflexión de F y máximo de f ocurren antes de la entrada del producto ($t < 0$) y el valor de la función de Bass es negativa en ese punto. Por tanto el máximo de f , para $t \geq 0$, se da precisamente para $t = 0$ siendo una solución esquina. En el caso $q = p$, el máximo de f se da para $t_I = 0$, es decir, el máximo de ventas se produce justo al entrar el producto al mercado. Para el caso $q > p$ se obtiene una curva S convencional y $t_I > 0$. Lo anterior se resume en la relación siguiente:

$$\max f(t) = \begin{cases} \frac{(p+q)^2}{4q} \Leftrightarrow q > p, t = t_I \\ p \Leftrightarrow q \leq p, t = 0 \end{cases}$$

Modelo logístico

El modelo logístico describe el crecimiento en el número de usuarios observados a lo largo del tiempo en un mercado cerrado, sin el impacto de ningún otro producto. El modelo logístico es el caso particular del modelo de Bass para $p=0$. El modelo logístico se representa por la ecuación diferencial de un modelo de influencia interna⁵:

$$\begin{aligned} \frac{dN(t)}{dt} &= N(t) \frac{q}{m} \cdot (m - N(t)) \\ &= qN(t)(1 - \frac{N(t)}{m}) \end{aligned}$$

En adelante q se representará por "a" como es usual en la notación de la función logística (es decir, $q=a$).

La solución de la ecuación diferencial con condición inicial $N(0) = 0$, entrega la función logística:

⁵ Análogamente a como se hizo en el modelo de Bass se divide por m para poder formar una ecuación diferencial sencilla para F .

$$N(t) = \frac{m}{1 + e^{-a(t-b)}}$$

El modelo se define entonces por tres parámetros: m el potencial de mercado, a un parámetro de tasa de crecimiento y b un parámetro de desplazamiento temporal.

De la ecuación anterior es directo que:

$$F(t) = \frac{N(t)}{m} = \frac{1}{1 + e^{-a(t-b)}}$$

Para caracterizar el comportamiento asintótico es directo que:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} F(t) = \begin{cases} 1 & \Leftrightarrow a > 0 \\ 0 & \Leftrightarrow a < 0 \end{cases}$$

Al diferenciar F se obtiene f:

$$f(t) = F'(t) = \frac{a \cdot e^{-a(t-b)}}{[1 + e^{-a(t-b)}]^2}$$

El valor máximo de f y el punto de inflexión de F se obtiene de la condición $F''(t) = 0$.

$$F''(t) = \frac{-a^2 \cdot e^{-a(t-b)} [1 - e^{-a(t-b)}]}{[1 + e^{-a(t-b)}]^3}$$

El punto de inflexión se da para $t_I = b$. Cuando $a > 0$ esto corresponde a un máximo de f, y el valor máximo es:

$$\max f(t) = \frac{a}{4} \Leftrightarrow a > 0; t = b$$

La función logística es simétrica lo que se deduce del valor de la función logística en el punto de inflexión:

$$F(b) = \frac{1}{2}$$

La Figura 8, Figura 9 y Figura 10 presentan impactos en la función logística al variar los parámetros:

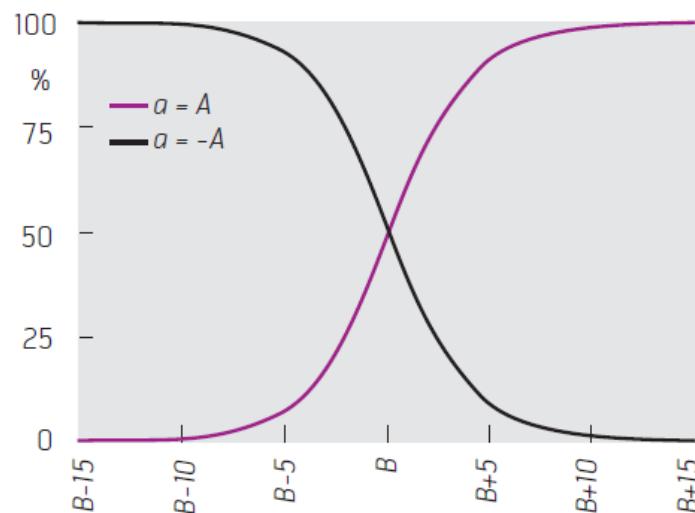


Figura 8: Impacto de Parámetro de crecimiento positivo y negativo

Fuente: (Sokele, 2009)

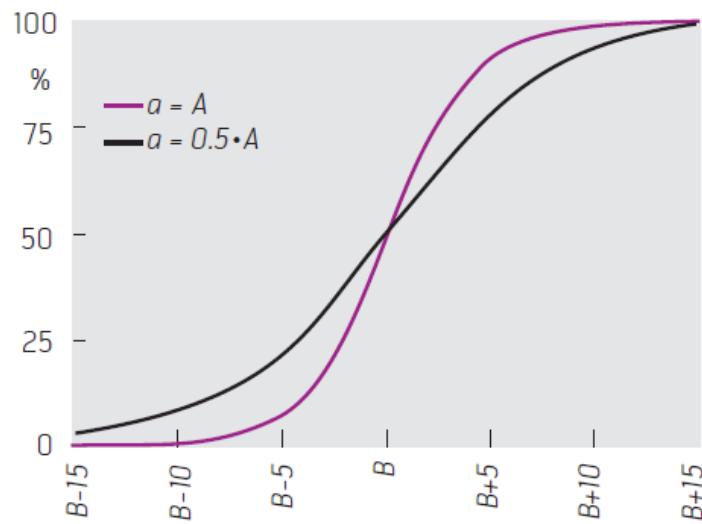


Figura 9: Impacto de reducir 50% parámetro de crecimiento
Fuente: (Sokele, 2009)

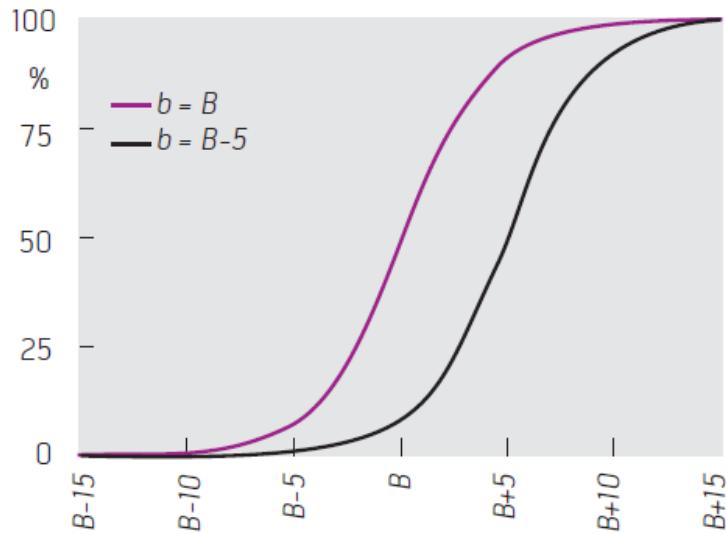


Figura 10: Impacto de reducir en 5 unidades parámetro de desplazamiento temporal
Fuente: (Sokele, 2009)

Aunque el modelo logístico es ampliamente utilizado para pronosticar la innovación, no es adecuado para modelar la adopción de productos cuando el número de usuarios aumenta rápidamente justo después de la introducción del producto. Esta deficiencia se resuelve con el modelo Bass. Otra deficiencia del modelo es que el punto de inflexión siempre ocurre en $(b, 1/2)$ lo que limita la modelación.

Otros modelos de difusión

A continuación se presentan otros modelos identificados en la literatura internacional para modelar la difusión de innovaciones.

Modelo de Gompertz

El modelo de difusión de Gompertz es otro modelo de influencia interna que se representa por la siguiente ecuación diferencial⁶:

$$\frac{dN(t)}{dt} = aN(t) \cdot (m - N(t))$$

En este caso, el modelo de Gompertz I es:

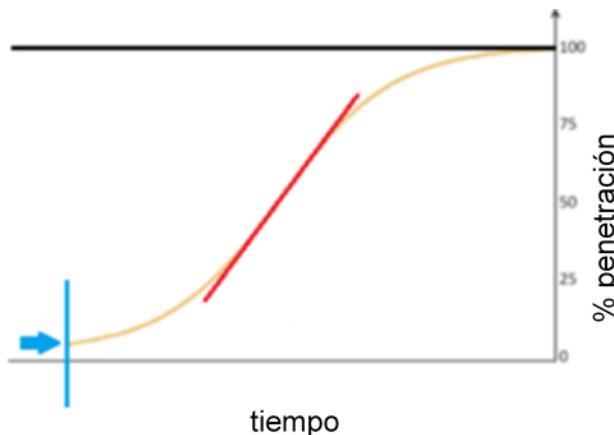
$$N(t) = me^{-e^{-a-bt}} \quad y \quad F(t) = e^{-e^{-a-bt}}$$

Los parámetros tienen la misma interpretación que un modelo logístico. Más aún, las curvas de Gompertz y logísticas son muy similares. La diferencia es que el punto de inflexión de la curva logística se da en el 50% de la curva mientras que la Gompertz en el 37% respecto del nivel de saturación del mercado. Por lo anterior, la curva de Gompertz no es simétrica.

El modelo Gompertz II surge de sustituir e^{-a} por una constante ($A = e^{-a}$). Es decir, el modelo queda:

$$N(t) = me^{-e^{-a-bt}} = me^{-Ae^{-bt}}$$

La Figura 11 explica la intuición de los parámetros. S describe el límite asintótico superior que representa el límite del mercado (línea negra). Es decir, $\lim_{t \rightarrow \infty} N(t) = m$. A representa el desplazamiento horizontal de la curva sobre el eje de las abscisas (o rezago de adopción en celeste) y b representa la tasa de adopción (pendiente de la curva en rojo)



⁶ En este caso la diferencia con el modelo logístico el parámetro de difusión es a/m mientras que en el caso Gompertz simplemente a .

Figura 11: Interpretación de Parámetro Modelo de Gompertz II

Fuente: (Sokele, 2009)

Modelo de Nourai

El modelo matemático para la curva S que representa la penetración en el mercado se ha expresado en muchas formas y ecuaciones para adaptarse a diferentes productos y mercados. En (Ali Nourai, 2008) se presenta una simplificación a los modelos de difusión tradicionales y que depende explícitamente de la tecnología. A continuación se muestra la ecuación simplificada:

$$N(x) = \frac{m}{1 + \exp(S(\frac{x}{H} - 1))} \text{ y } F(x) = \frac{1}{1 + \exp(S(\frac{x}{H} - 1))}$$

Donde m es el tamaño potencial del mercado, $S \in [5, 10]$ un parámetro de sensibilidad, H el punto medio de la curva y x el periodo de recuperación de capital (payback). Notar que siempre cuando $x=H$ siempre se cumple que $F(H) = 1/2$.

La Figura 12;Error! No se encuentra el origen de la referencia. presenta curvas típicas para distintos valores de S y H.

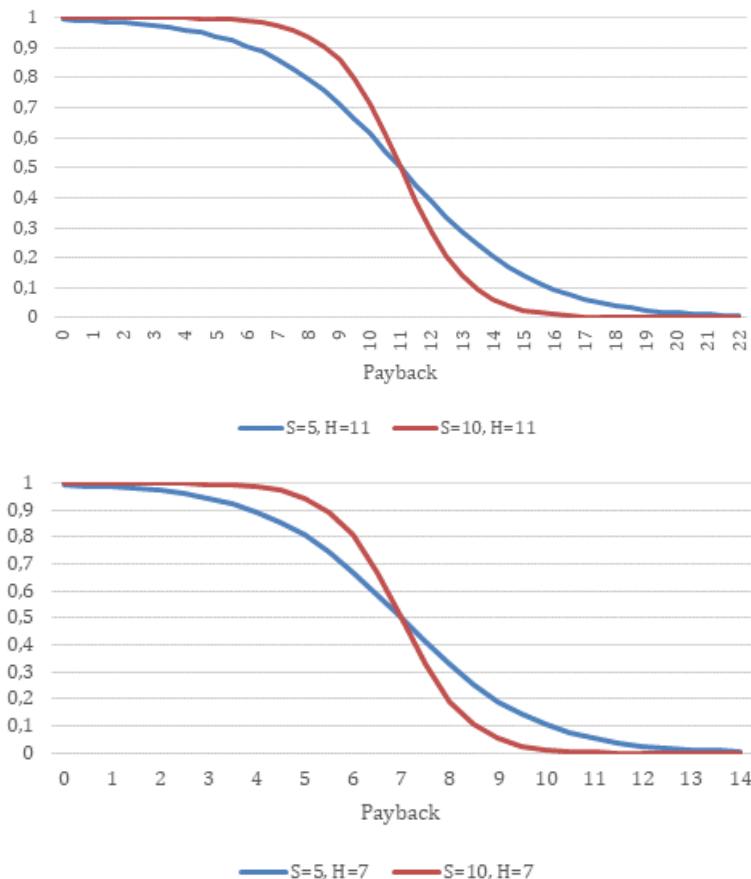


Figura 12: Formas de curvas de penetración en función de payback para distintos parámetros

Fuente: Elaboración propia

Modelo de Bass Generalizado

El modelo de difusión de Bass es el más empleado, pero no incorpora factores externos que pudiesen afectar la difusión tecnológica. Por este motivo, se desarrolló el modelo de Bass generalizado que busca superar esta limitación. En este caso la ecuación diferencial a resolver es:

$$\frac{f(t)}{1 - F(t)} = (p + qF(t))x(t)$$

Donde $x(t) = t + \ln \left(\frac{\text{Pr}(t)}{\text{Pr}(0)} \right)$ y Pr(t) representa un precio relevante de la tecnología. En el caso de vehículos eléctricos, por ejemplo, se ha utilizado directamente el precio de las baterías.

La solución de la ecuación es entrega la solución del modelo de Bass generalizado:

$$F(t) = \frac{1 - e^{-x(t)(p+q)}}{1 + \frac{q}{p}e^{-x(t)(p+q)}}$$

Modelo de Sharif y Ranannathan

Los modelos revisados hasta ahora han asumido un potencial de mercado m constante. Sharif y Ranannathan asumen trayectorias exógenas de crecimiento de este potencial en un contexto de Bass. El modelo es entonces dinámico y queda representado por las ecuaciones:

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

$$m(t) = m_0 e^{gt} \text{ con } m(0) = m_0$$

Este es el modelo más complejo presentado en este estudio y requiere la estimación de p, q, g y m_0 . No existen numerosas aplicaciones de esta metodología según se ha podido constatar en la revisión de bibliografía realizada.

a) Estimación de modelos de difusión

Para estimar empíricamente los parámetros del modelo de difusión, Bass utilizó una discretización de la ecuación diferencial:

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

La discretización es la siguiente:

$$N(t) - N(t-1) = pm + (q-p)N(t-1) - \frac{q}{m}N^2(t-1)$$

De donde la ecuación a estimar es:

$$x(t) = \alpha_1 + \alpha_2 N(t-1) + \alpha_3 N^2(t-1)$$

Donde $\alpha_1 = p \cdot m$; $\alpha_2 = q - p$; $\alpha_3 = q/m$.

Bass realizó la estimación utilizando mínimos cuadrados. Si bien la estimación por MCO es atractiva debido a su simplicidad, está sujeta a problemas. Si se estima con pocos datos, las estimaciones tienden a ser inestables y pueden tener errores en los signos de los parámetros debido a la posible colinealidad entre los regresores (N y N^2). Por otra parte, la discretización

del proceso continuo de Bass (1969) para utilizar la regresión introduce un sesgo de intervalo de tiempo (Kijek, 2010).

Por lo anterior, la literatura empírica recomienda esta estimación a partir de métodos de estimación no lineales o de máxima verosimilitud. En estos casos se han tomado otros supuestos que no necesariamente requieren de la discretización anterior.

De todas formas, es importante recalcar que la evidencia empírica suele estimar simultáneamente valores para p , q y m . Sin embargo, existen múltiples ejercicios empíricos donde se asume un potencial de mercado (m) exógeno estimando solo los parámetros p y q . En (Massiani, 2015) se muestra que en este último caso, la estimación de p es sensible al supuesto del tamaño del mercado. En efecto, para un rango amplio de potenciales de mercado (entre 0,5 y 20 millones) se encuentra una relación inversa entre el supuesto de m y la estimación de p . Esta sensibilidad haría difícil inferir respecto de los valores de p a emplear. Con q no ocurriría lo mismo y su estimación sería más estable.

4 REVISIÓN DE ANTECEDENTES NACIONALES

En el presente capítulo se realiza una revisión exhaustiva de documentos nacionales que incluyan proyecciones de penetración de generación distribuida, entre estos documentos se encuentran estudios del Ministerio de Energía (en particular, escenarios PELP; estudio de Comuna Energética desarrollado por E2BIZ); y otros (por ejemplo, el estudio de Trayectorias hacia la Carbono Neutralidad desarrollado por E2BIZ para Generadoras de Chile en 2019). Asimismo, se revisaron documentos internacionales, aquellos de carácter institucional como NREL, la Agencia Internacional de Energía y 4 países seleccionados; además de documentos metodológicos, que permiten establecer las opciones para estimar la penetración futura de generación distribuida.

4.1 PELP – Planificación Energética de Largo Plazo

En el marco regulatorio energético nacional, se dispone de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), la cual en el artículo 83º establece: "*Cada cinco años, el Ministerio de Energía deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo (PELP), para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos treinta años*". Este proceso deberá incluir escenarios de proyección de oferta y demanda energética, y en particular eléctrica, considerando: polos de desarrollo de generación, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, políticas medio ambientales que tengan incidencia, objetivos de eficiencia energética y los planes estratégicos con los que cuenten las regiones en materia de energía.

En 2016 comenzó el primer proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), para un periodo 2018-2022 y con el objetivo principal de modelar y entregar escenarios energéticos (detalle en Anexo 9.1) que contengan tendencias y comportamiento del consumo y de la oferta de energía que el país podría enfrentar en el futuro, de modo que sean considerados en la planificación de los sistemas de transmisión eléctrica que llevará a cabo la Comisión Nacional de Energía, y sirvan como apoyo para la toma de decisiones de política pública en materia energética.

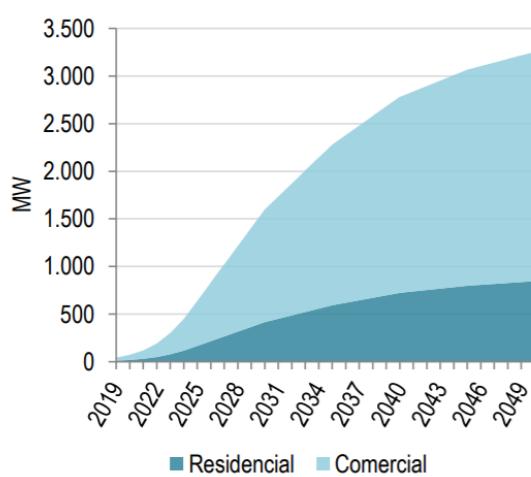
Los insumos de la PELP se actualizan anualmente, para la elaboración del Informe de Actualización de Antecedentes (IAA), dentro de los cuales se encuentran: Infraestructura energética instalada y en construcción; Proyecciones costo inversión y COMA; Proyecciones combustibles fósiles y las Proyecciones de demanda energética y eléctrica, de generación distribuida, de electromovilidad y de eficiencia energética. Estos insumos forman parte de los ajustes a los escenarios energéticos de la PELP.

En particular, la generación distribuida de electricidad introduce cambios en el nivel de producción de energía eléctrica del sistema (por medio de inyecciones) y también cambios en la

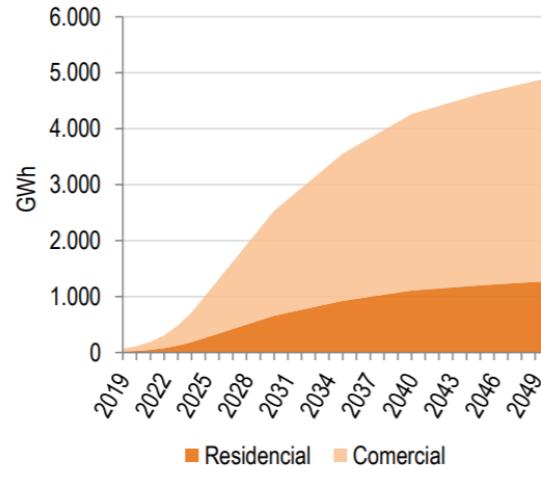
demandas eléctricas (por autoconsumo). De esta manera, la Ley N° 20.571 de Generación Distribuida faculta a los clientes regulados a instalar sistemas de generación eléctrica a través de energías renovables no convencionales o de cogeneración eficiente, con una capacidad de hasta 300 kW, permitiendo no sólo el autoabastecimiento eléctrico, sino que también la inyección a la red, la cual es retribuida al respectivo precio nudo de la electricidad.

Durante la última actualización del Informe de Actualización de Antecedentes 2019 (IAA 2019), para la elaboración de proyecciones de penetración de la generación distribuida, se consideró el sector residencial incluyendo además al sector comercial-industrial. Para la realización de dichas proyecciones en el sector residencial, se utilizó la metodología propuesta por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), adaptada para las condiciones propias de Chile. Con respecto a la generación distribuida no residencial (comercial-industrial), en esta oportunidad se realizó una aproximación de la metodología utilizada para proyectos residenciales, ajustada por la brecha que actualmente existe entre ambos sectores (Ministerio de Energía, 2019).

Las proyecciones de capacidad instalada y energía proyectada de generación distribuida en el último IAA 2019 se presentan a continuación:



a)



b)

Figura 13: a) Proyecciones de penetración de generación distribuida (capacidad instalada).

b) Proyecciones de penetración de generación distribuida (energía generada).

Fuente: (Ministerio de Energía, 2019)

Metodología proyecciones de la GD – Sector Residencial

Como se mencionó antes, actualmente el Ministerio de Energía utiliza un modelo de estimación de penetración de la generación distribuida en el sector residencial, aplicando la metodología propuesta por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), adaptada para las condiciones nacionales. A continuación, se presenta un resumen de la metodología empleada por el Ministerio, en base a información proporcionada por la Unidad de Planificación Energética y Nuevas Tecnologías, de la División de Políticas y Estudios Energéticos y Ambientales del Ministerio de Energía.

El modelo de estimación de adoptantes de paneles fotovoltaicos residenciales sigue una lógica *bottom-up*, modelando la adopción a nivel hogar hasta calcular la suma de todos los potenciales hogares adoptantes. Para esto, el modelo considera cinco etapas de estimación (Ministerio de Energía, 2018):

1. **Simulador de rendimiento:** estimación de la generación eléctrica anual para un módulo, según su ubicación geográfica. Para esto, se utilizaron los datos del explorador solar del Ministerio de Energía⁷ en cuanto a la producción solar de sistemas fotovoltaicos en el país, lo cual se hizo tomando información a nivel comunal.
2. **Cálculo del ingreso anual:** Una vez obtenida la proyección de generación eléctrica para este tipo de sistemas, se calculan los ingresos que percibe el hogar en el tiempo. Los ingresos se consideran como el ahorro del hogar por no consumir electricidad de la red a valor del precio de distribución⁸ más los ingresos percibidos por vender electricidad de la red al precio nudo por sistema de interconexión. Cabe señalar que, para obtener el ingreso anual, se asumió que un 70% de la producción del sistema fotovoltaico es autoconsumida y un 30% es inyectada a la red⁹.
El precio de la electricidad considerado para esto fue obtenido de los cálculos de Equidad Tarifaria Residencial (ETR) de las planillas de cálculo del Informe Técnico de Precio Nudo del Segundo Semestre en su edición más reciente a la fecha de elaboración de la estimación.
3. **Cálculo de desempeño financiero:** se calcula el flujo de caja neto de los ingresos que proporciona el panel durante su vida útil, el costo de inversión que se debe incurrir en éstos y los costos de mantenimiento anual (1% del costo de inversión¹⁰).
4. **Cálculo de la cuota de mercado:** una vez obtenido el desempeño financiero, se estima la probabilidad de adopción del sistema por hogar. Para ello se estima una tasa de

⁷ Disponible en: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

⁸ Precios vigentes ofrecidos por cada distribuidora en las distintas comunas. Se consideran constantes en todo el horizonte temporal.

⁹ Valores promedio obtenidos en base a estimaciones del Ministerio de Energía.

¹⁰ Valor promedio obtenido en base a estimaciones del Ministerio de Energía.

adopción siguiendo el modelo de Bass¹¹, en conjunto a la estimación de la fracción máxima de mercado (f_{mm}) según el tiempo de recuperación de la inversión por hogar.¹²

5. **Agregación total:** se estima el mercado potencial considerando la cantidad de hogares proyectados a futuro según el crecimiento poblacional, excluyendo aquellos que no cumplen las condiciones técnicas para la instalación de los paneles,¹³ no reúnen las condiciones lumínicas necesarias,¹⁴ o no recuperan la inversión. A su vez, se asume que cada hogar instala un sistema de 2 [kWp].

La estimación requiere realizar una serie de supuestos, los cuales fueron proporcionados por el Ministerio de Energía y se detallan a continuación:

1. **Precio de paneles residenciales:** información de los precios reportados por una empresa distribuidora¹⁵ proyectados con las mismas tasas de crecimiento que utiliza Bloomberg New Energy Finance para su proyección de mercado internacional de paneles solares fotovoltaicos.
2. **Generación eléctrica por hogar:** Esta información ha sido estimada por el Explorador Solar del Ministerio de Energía. Se ha supuesto la instalación de 2kWp por hogar y una degradación de la capacidad de generación del panel fotovoltaico del 0,5%¹⁶ anual una vez instalado.
3. **Precios de Distribución y Precios Nudo:** El precio nudo promedio (por kWh) y el precio de distribución son los publicados por CNE (2019) para cada distribuidor y comuna. Se han asumido constantes los precios de la electricidad.
4. **Ingresos anuales:** se ha supuesto que el 70% de la generación eléctrica –estimada anteriormente– se autoconsume, significando un ahorro valorizado al precio de distribución, mientras que el 30% restante se inyecta a la red, valorizado al precio nudo del distribuidor según la comuna en que se encuentre. Debido a que el precio de distribución es mayor que el precio nudo (o precio costo para la distribuidora), un porcentaje mayor de autoconsumo al supuesto implica mayores ingresos para el hogar.
5. **Costo de mantenimiento anual:** se ha asumido como el 1%¹⁷ del costo de inversión incurrido al momento de la instalación de los módulos.

¹¹ Modelo de adopción en el mercado de nuevas tecnologías distinguiendo entre consumidores innovadores e imitadores. Este modelo, es empleado para representar la adopción de como nuevos productos son adoptados por la población, en este caso, la instalación de paneles fotovoltaicos.

¹² El cual está determinado por la elasticidad de sustitución inter-temporal del hogar y el tiempo en el que recupera la inversión, obtenido en el cálculo del desempeño financiero. Anualmente la f_{mm} aumenta ya que el tiempo de recuperación estimado de la inversión, anualmente decae dados los menores costos de inversión y mantenimiento, conforme madura la tecnología.

¹³ La fracción de hogares aptos se estima en base a encuesta CASEN 2016 a nivel provincial, según características de la vivienda y características socioeconómicas del hogar. En este sentido los filtros fueron los siguientes: que corresponda a una casa aislada, pareada por uno o dos lados; que sea el propietario de la vivienda; tamaño mayor a 60 m²; calidad y tipo de techo; acceso a la electricidad y medidor propio; educación superior; ingresos familiares más de \$1.000.000.

¹⁴ Se ha estimado que el 75% de los hogares aptos no tienen problemas por sombra que no permita la instalación de paneles

¹⁵ Información extraída de Enel Distribución.

¹⁶ Información proporcionada por División de Energías Sostenibles (DES), Ministerio de Energía.

¹⁷ Información proporcionada por DES, Ministerio de Energía.

6. **Vida útil de módulos fotovoltaicos:** Se ha asumido una vida útil de 25 años.¹⁸
7. **Crecimiento de la cantidad de hogares:** se ha supuesto que el crecimiento de los clientes por distribuidora sigue al crecimiento poblacional regional, el cual ha sido estimado por INE (2019) en base al censo realizado en 2017. Dada la cantidad de clientes que tiene cada distribuidora en cada comuna, se aplica la tasa de crecimiento poblacional regional para cada año según la región que esté ubicada la comuna. Esto define el número de clientes proyectados (hogares) para cada año.
8. **Factores de aptitud del hogar (fap):** No todos los hogares son aptos para adoptar paneles fotovoltaicos, ya que deben cumplir una serie de requisitos para ser aptos. Se ha utilizado la encuesta CASEN 2017 para la estimación de la proporción de hogares aptos a nivel provincial.¹⁹ Se han definido once factores de aptitud (fap), los cuales comparten una restricción común referida a las condiciones técnicas necesarias para la instalación de paneles fotovoltaicos²⁰. Por otro lado, se agregaron restricciones educacionales y de ingresos a los hogares para limitar el mercado potencial de hogares aptos para la instalación de paneles fotovoltaicos. La Tabla 1, muestra algunas de las restricciones consideradas en cada factor de aptitud.

Tabla 1: Factores de Aptitud considerados en CASEN

	fap0	fap1	fap2	fap3	fap4	fap5	fap6	fap7	fap8	fap9	fap10
NoPobreMultidimensional											
Educación			>Básica	>Media	Superior					Superior	Superior
Ingresos						>250m	>500m	>750m	>1000m	>750m	>1000m

Fuente: Información proporcionada por el Ministerio de Energía

9. **Potencial del hogar por sombra (fs):** Se ha estimado que el 75% de los hogares potenciales, definidos anteriormente según sus factores de aptitud, poseen condiciones de luminosidad y exposición solar adecuada para la instalación de un panel solar.
10. **Mercado potencial final (m):** El mercado potencial final es una fracción del mercado potencial total estimado anteriormente (puntos 7, 8 y 9), que está dispuesta a realizar la inversión en conformidad al atractivo económico que ésta significa. La fracción de mercado máximo (f_{mm}) queda definido por la siguiente ecuación:

$$f_{mm} = e^{-\eta t_{PB}}$$

Donde t_{PB} es el tiempo (en años) de recuperación de la inversión –*payback*–, y η es la sensibilidad al *payback*²¹. Se ha asumido una elasticidad de $\eta = 0.3$ (NREL, 2009).

A menor elasticidad, los adoptantes son menos impacientes al tiempo que recuperan su inversión. En el caso extremo en que $\eta = 0$, el 100% del mercado potencial querrían adoptar la tecnología ya que son extremadamente pacientes, mientras si $\eta = \infty$, los

¹⁸ Información proporcionada por DES, Ministerio de Energía.

¹⁹ Se ha realizado a nivel provincial dada la representatividad de la encuesta, extendiéndose para todas las comunas al interior de la provincia.

²⁰ Restricciones de los hogares de la Encuesta Casen: Tipo de vivienda, propiedad de la vivienda, tamaño del hogar, calidad y tipo de techo, suministro eléctrico y medidor.

²¹ Asociado a la elasticidad de sustitución intertemporal, que determina la relación entre la utilidad por consumir en el presente con respecto a sustituir por consumo futuro.

adoptantes son totalmente impacientes y la f_{mm} será nulo. Otro caso extremo se da en el caso que el tiempo de recuperación de la inversión es instantáneo ($t_{PB} = 0$), por lo que nuevamente la f_{mm} será el 100% del mercado potencial (Figura 14)

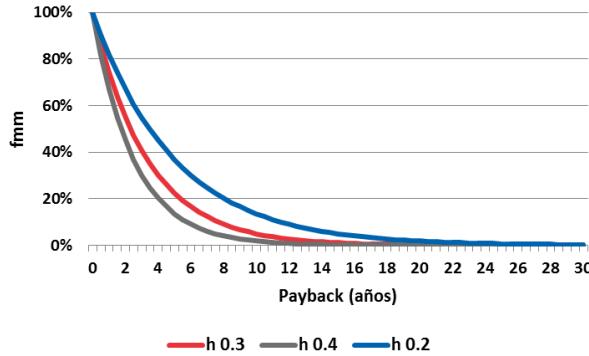


Figura 14: Mercado Potencial Final en función de elasticidad de sustitución intertemporal

Fuente: Información proporcionada por el Ministerio de Energía

De esta manera, el mercado potencial final queda definido por

$$m = f_{ap} \times f_s \times f_{mm} \times N_{\text{Clientes}}$$

Con N_{Clientes} el total de clientes conectados a la red eléctrica estimados al año t con datos de INE (2019) y clientes por distribuidora en el año correspondiente a la estimación.

11. Adopción de paneles FV: Se ha asumido que la adopción de paneles fotovoltaicos sigue el modelo de difusión de Bass (Ver sección 3.1.2). De esta forma, la probabilidad de adopción de la tecnología por un individuo en el tiempo t está definido por:

$$\frac{f(t)}{1-F(t)} = p + \frac{q}{m} mF(t), \text{ con } F(t) = \frac{1-e^{-(p+q)t}}{1+\frac{q}{p}e^{-(p+q)t}}$$

Donde p es el coeficiente de innovación y q el de imitación. $F(t)$ es la proporción de adoptantes acumulada al tiempo t , mientras que m es el mercado potencial final. De esta manera $mF(t)$ define el número acumulado de adoptantes. La Figura 15 muestra la probabilidad de adopción de un panel fotovoltaico, en función del tiempo presente en el mercado.

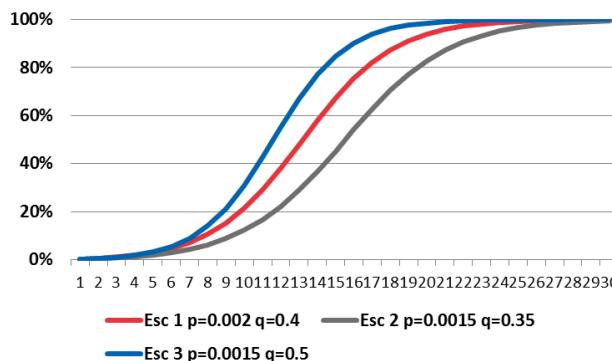


Figura 15: Probabilidad de adopción de un panel fotovoltaico en función del tiempo en el mercado

Fuente: Información proporcionada por el Ministerio de Energía

El factor de innovación p indica el momento en que los innovadores adoptan la tecnología (desplaza la curva de izquierda a derecha), mientras que q determina la rapidez de imitación (pendiente de la curva). El escenario 1 de la Figura 15 muestra la tasa de adopción aplicada en el modelo de adopción de paneles fotovoltaicos estimado, considerando sólo las restricciones técnicas del hogar (fap 0) y costo uno de los paneles referente al mercado local. El escenario 2 corresponde a un escenario optimista y el escenario 3 corresponde a un escenario acelerado.

Metodología de proyección de la GD- Sectores Comercial e Industrial

Dada la falta de una base de datos de potenciales recintos como capacidad física y financiera para la instalación de proyectos distribuidos, la proyección de generación distribuida Comercial-industrial, corresponde a una aproximación de la metodología utilizada para proyectos residenciales ajustada por la brecha actualmente existente en ambos sectores.

4.2 Proyección de Generación Distribuida periodo 2020-2040 - Coordinador Eléctrico Nacional

El Coordinador Eléctrico Nacional, es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí. Este organismo publicó recientemente el Informe de Propuesta de Expansión de los Sistemas de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) (CNE, 2021) en el marco del Proceso de Planificación de la Transmisión 2021, estudio tiene como objetivo determinar el comportamiento del sistema eléctrico y las opciones óptimas de expansión de la transmisión, para lo cual considera una proyección de la demanda de energía y potencia para un horizonte de 20 años, utilizando herramientas de previsión estocástica y encuestas a grandes consumidores.

Además, en este se estudian las instalaciones de transmisión zonal, aplicando una metodología que busca revisar la suficiencia de éstas, a partir de una proyección de demanda que incorpora encuestas a las empresas de distribución, además de la condición de temperatura ambiente en las zonas analizadas.

Los proyectos de energías renovables, particularmente el PMGD (Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD) y el Net Billing en el SEN han tenido un crecimiento exponencial en los últimos años, actualmente los proyectos solares tienen el 66% de la capacidad instalada a 2020, mientras que la tecnología diésel llega a 14,8% y la hidroelectricidad con 11,5%. Esta situación modifica la Planificación de la Transmisión, por ende se requiere conocer los efectos en el sistema de transmisión zonal de estos tipo de proyectos, ya sean existentes como proyectados en el largo plazo, por esto a través del estudio de Proyección de Generación Distribuida para el periodo 2020-2040, se analiza la proyección de PMGD y Net Billing de manera de identificar el estado actual de uso de las subestaciones por parte de este tipo de proyectos y determinar el periodo en que el nivel de cargabilidad de estos sobrepase determinados umbrales. Ademas tiene como objetivo conocer la visión de la industria respecto a temas relevantes relacionados con el proceso de conexión de este tipo de proyectos. (CNE, 2021)

4.2.1 Proyección de Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD)

Las proyecciones de PMGD buscan identificar las zonas geográficas de mayor interés del mercado, exponiendo aquellas subestaciones donde existe capacidad disponible a nivel de subestación primaria de distribución para la conexión de futuros proyectos energéticos, así como determinar aquellas subestaciones donde la conexión de nuevos proyectos sobrepasa la capacidad conjunta de transformación y por tanto se puedan producir inversiones de flujo, desde las redes de distribución al sistema Transmisión Zonal (CNE, 2021).

La metodología utilizada para dichas proyecciones se realizan por subestación zonal en un periodo de 20 de años (durante los años 2020-2040), donde los primeros 5 años es donde se tiene un mayor grado de certeza, producto de la información que se dispone, mientras que los siguientes años intentan mantener la tendencia que se ha dado en el tiempo, considerando el interés de los desarrolladores en determinadas localidades, de acuerdo a las Solicitudes de Conexión a la Red (SCR) presentadas a las empresas de distribución y las restricciones de capacidad instalada de los transformadores zonales en las Subestaciones Eléctricas (SS/EE) evaluadas.²² (CNE, 2021)

Para realizar la proyección de PMGD, la metodología considera las siguientes variables, las cuales en su evaluación conjunta dan como resultado los proyectos candidatos a utilizar en la proyección de PMGD por subestación zonal (CNE, 2021):

- i. Proyectos con SCR vigentes desde el año 2016 en adelante, que han recibido el Informe de Criterios de Conexión (ICC - Formulario 7) por parte de la empresa distribuidora.²³
- ii. Listado de proyectos PMGD con SCR en curso, disponible en la página web de las empresas distribuidoras.
- iii. Proyectos con ICC vigente mayor a 3 MW, aprobados o en tramitación en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).
- iv. Proyectos PMGD declarados en construcción por la Comisión Nacional de Energía a septiembre de 2020.
- v. Proyectos PMGD en proceso de conexión en el Coordinador.
- vi. Proyectos PMGD operativos, disponible en el portal de Infotecnica del Coordinador.

Una vez definidos los proyectos candidatos a considerar en la proyección, se define la fecha de puesta en servicio, la cual se obtiene considerando lo siguiente:

- i. Para aquellos proyectos declarados en construcción, se utiliza la fecha de puesta en servicio de la Resolución Exenta emitida mensualmente por la CNE “Declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción”
- ii. Si el proyecto se encuentra con ICC vigente y RCA aprobada por el SEA, y aún no obtiene la declaración en construcción, se considera un máximo de 2 o 3 años para la entrada en operación.

²² Es importante destacar que en esta proyección no se han considerado los proyectos PMG, puesto que actualmente es menor la cantidad de proyectos que ha presentado solicitudes de conexión mediante el régimen de Acceso Abierto a los sistemas de transmisión, si se compara con el volumen de solicitudes de conexión con Informe de Criterios de Conexión (en adelante ICC) aprobados en proyectos PMGD.

²³ Información provista por la SEC el 2 de julio de 2020

- iii. Si el proyecto se encuentra con ICC vigente y la aprobación ambiental se encuentra en trámite, se considera un máximo de 3 a 4 años para la entrada en operación.
- iv. Si el proyecto se encuentra con ICC vigente y no posee trámite ambiental, se evalúa el periodo de su incorporación considerando la tasa de crecimiento anual de capacidad instalada en la respectiva subestación.

Por otra parte, para realizar la proyección desde el año 2025 en adelante, se utilizan proyectos candidatos del listado de SCR vigentes, teniendo en consideración el tipo de tecnología de generación predominante en la zona evaluada, la potencia de los proyectos que se encuentran en trámite u operativos en la respectiva subestación, el periodo de tiempo transcurrido entre la entrada en operación de los proyectos que se encuentran en servicio, entre otros. (CNE, 2021)

Con dicha información se obtiene la proyección de PMGD en el SEN por subestación zonal, para los Escenarios Base, Optimista y Pesimista. Estos escenarios tienen por objetivo evaluar diferentes alternativas de conexión de los proyectos, tanto en capacidad instalada como en fecha de puesta en servicio. Los escenarios se detallan a continuación (CNE, 2021):

- **Escenario Base:** Considera aproximadamente 2/3 de la capacidad instalada [MW] del PMGD candidato informado en la SCR. Se considera de esta forma puesto que se ha visto que algunos proyectos se evalúan ambientalmente con la capacidad nominal de la SCR (MW) y finalmente se conecta una potencia inferior. La fecha de puesta en servicio se obtiene de acuerdo con el criterio antes señalado.
- **Escenario Optimista:** Considera el 100% de la capacidad instalada [MW] del PMGD candidato informado en la SCR. La fecha de puesta en servicio se obtiene de acuerdo con el criterio anteriormente señalado.
- **Escenario Pesimista:** Considera aproximadamente 1/3 de la capacidad instalada [MW] del PMGD candidato informado en la SCR. Se considera de esta forma puesto que se ha visto que algunos proyectos se evalúan ambientalmente con la capacidad nominal de la SCR (MW) y finalmente se conecta una potencia muy inferior. La fecha de puesta en servicio se obtiene de acuerdo con el criterio antes señalado.

Luego, con el objeto de facilitar la evaluación y posterior análisis de la carga de los proyectos PMGD en los transformadores de las subestaciones zonales, se definen las zonas de evaluación Norte, Centro y Sur, donde la zona norte abarca desde la primera²⁴ a la cuarta región, la zona centro desde la quinta a la séptima región, mientras que la zona sur comprende desde la octava²⁵ región al sur. (CNE, 2021)

En la siguiente figura se presenta el diagrama de los pasos utilizados para la proyección y evaluaciones posteriores.

²⁴ La primera región incluye a la región de Arica y Parinacota.

²⁵ La octava región incluye a la región del Ñuble.



Figura 16: Diagrama de Flujo Proyección PMGD periodo 2020-2040.

Fuente: (CNE, 2021)

Como resultado de la proyección de proyectos PMGD se observa un incremento significativo de la capacidad instalada durante los primeros cinco años y luego un aumento gradual, pasando de 1.479 MW a 4.200 MW (Figura 17). Esto principalmente porque en la proyección se consideró un crecimiento de la capacidad instalada de proyectos PMGD en zonas de interés hasta alcanzar en algunos casos el límite de capacidad instalada de transformación de las subestaciones zonales. Asimismo, se proyecta que la energía solar fotovoltaica mantenga su crecimiento siendo una de las energías más utilizadas (Figura 18). (CNE, 2021)

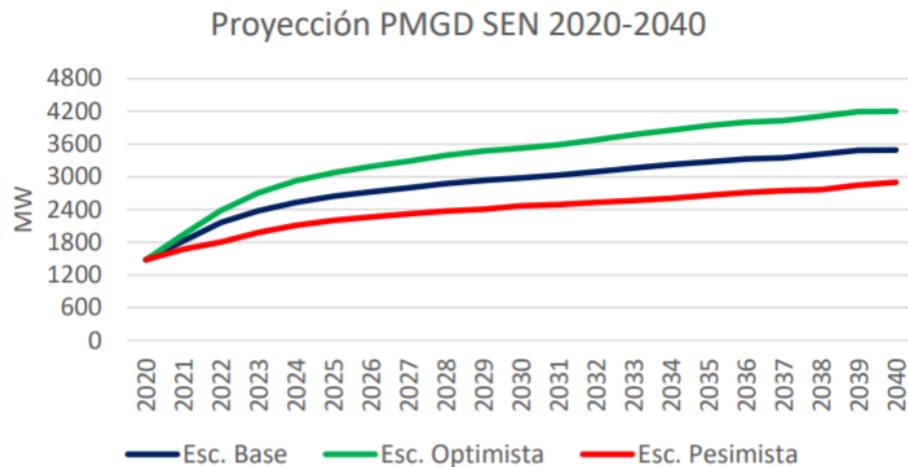


Figura 17: Proyección PMGD (Potencia) en el SEN, periodo 2020-2040.

Fuente: (CNE, 2021)

Proyección de Energía PMGD [GWh], 2020-2040

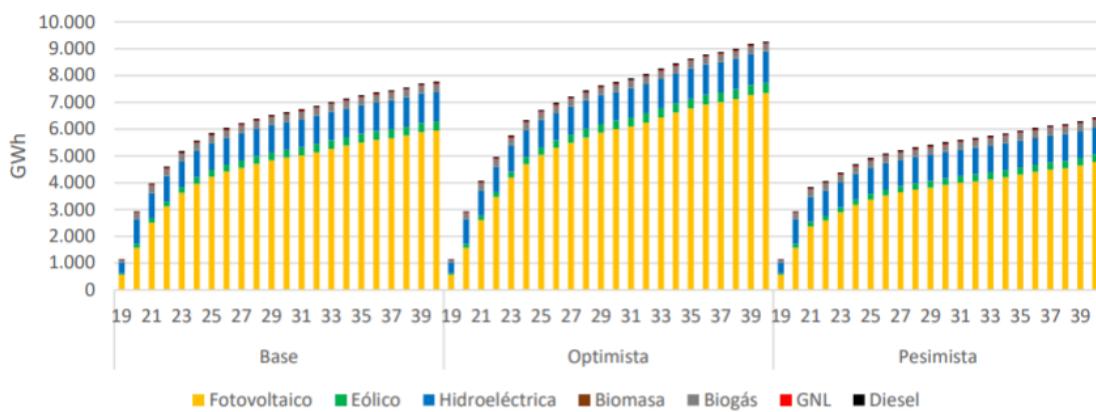


Figura 18: Proyección de Energía PMGD en el SEN, periodo 2020-2040.

Fuente: (CNE, 2021)

Con respecto al análisis zonal, la zona norte cuenta con una capacidad instalada estimada de 277,2 MW (a fines de 2020) donde la tercera y cuarta región abarcan el 75% de la capacidad instalada de esta zona, considerando proyectos fotovoltaicos, hidroeléctricos y térmicos (Diesel). En cuanto a la proyección de PMGD para la zona, la tecnología predominante fue la fotovoltaica, asimismo las proyecciones, en un escenario optimista, se estiman que pasarán de los actuales 277 MW a cerca de 800 MW de capacidad instalada en 2040 (Figura 19), señalando que el crecimiento a futuro estará concentrado en las regiones de Atacama y de Coquimbo, regiones donde se observa una mayor concentración de proyectos PMGD al 2020 y en el horizonte de evaluación, lo cual es consistente con las cargabilidades detectadas en las subestaciones evaluadas. (Electricidad , 2021)

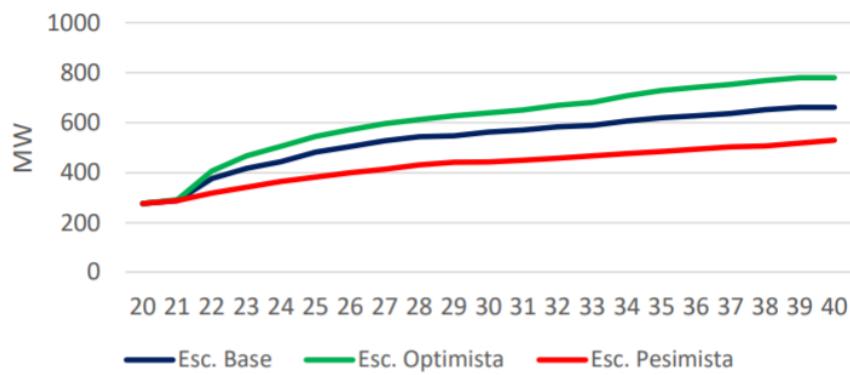


Figura 19: Proyección PMGD Zona Norte periodo 2020-2040.

Fuente: (CNE, 2021)

Por otra parte, la zona centro, es la que presenta la mayor capacidad instalada de PMGD en el SEN y además es donde se proyecta el mayor crecimiento para los próximos 20 años. En este sentido la capacidad instalada de PMGD de la zona, para fines de 2020, se estima en 849,3 MW, con una alta participación fotovoltaica en todas las regiones de la zona. A partir de las proyecciones realizadas para la zona centro se espera que la capacidad instalada llegue a casi 2.600 MW en un escenario optimista (Figura 20), pues será la zona que más reciba iniciativas de

este tipo, particularmente se espera que la Región del Maule concentre el desarrollo de proyectos en el corto plazo, siendo la tecnología solar fotovoltaica la dominante. (CNE, 2021)

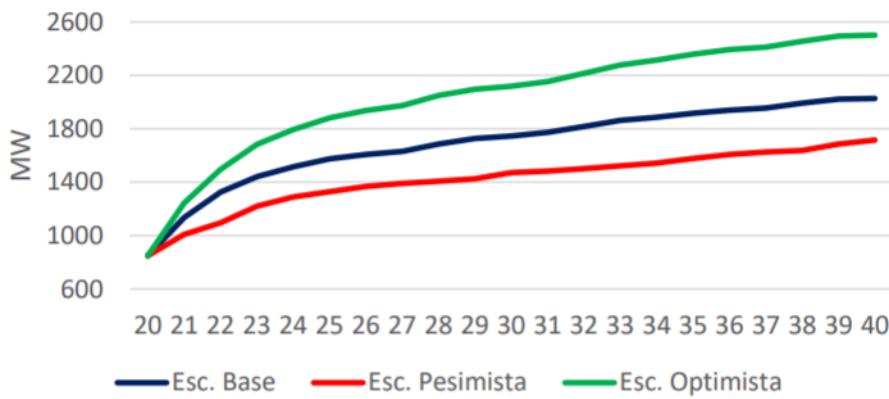


Figura 20: Proyección PMGD Zona Centro periodo 2020-2040.

Fuente: (CNE, 2021)

Por último, la zona sur presenta una gran diversidad de tecnologías de generación entre las cuales se encuentran fotovoltaico, hidráulico, eólico y térmicos (Biomasa, Biogás, GNL y Diesel). En este contexto la capacidad instalada de PMGD al 2020, para todas las regiones de la zona, se estima en 352,5 MW, cuya base de generación es principalmente Diesel y recursos hidroeléctricos, con un alto potencial eólico. A partir de las proyecciones se estima para el periodo analizado que la capacidad instalada de la zona sea un poco más de 900 MW (escenario optimista, ver Figura 21). Además de acuerdo con los antecedentes se identifica que el mayor crecimiento de capacidad instalada durante el año 2020 se obtuvo en la octava y décima región, por medio de centrales fotovoltaicas y Diesel respectivamente, mientras que desde el año 2021 en adelante se proyecta un mayor crecimiento fotovoltaico en la octava región. Asimismo, se estima que a 2025 se producirán aumentos de cargabilidades en las subestaciones de este territorio, entre las regiones de Ñuble y Los Lagos, producto de la conexión de proyectos eólicos. (CNE, 2021)

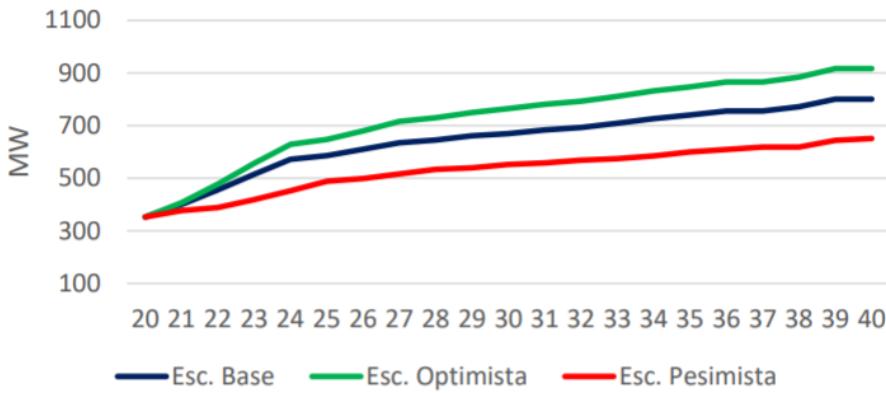


Figura 21: Proyección PMGD Zona Sur periodo 2020-2040.

Fuente: (CNE, 2021)

Dentro de los resultados expuestos en el estudio, se reconoce el alto potencial de proyectos PMGD en el SEN, principalmente en las zonas norte y centro evaluadas, donde actualmente en determinadas subestaciones zonales la capacidad instalada de proyectos PMGD sobrepasa la capacidad de transformación, existiendo inversión de flujo desde distribución a transmisión en las horas de máxima inyección fotovoltaica, situación que se verá incrementa en el horizonte de evaluación del estudio.

Lo anterior, deja en evidencia que para incrementar la capacidad instalada de PMGD en determinadas regiones y subestaciones, resulta necesario incrementar la capacidad instalada de transformación, por lo que se sugiere que estas inversiones sean de cargo de el/los desarrollador(es) de proyectos de generación

Con respecto a la proyección de PMGD en las zonas evaluadas, en la zona norte las regiones que tendrán un mayor incremento de su capacidad instalada de generación será la tercera y cuarta región, mayoritariamente en base a recurso fotovoltaico. En la zona centro se espera un crecimiento significativo de nuevos proyectos en todas las regiones, especialmente en la séptima región, mientras que en la zona sur se vislumbran nuevos proyectos eólicos y un alto potencial de proyectos fotovoltaicos en el horizonte de evaluación, los cuales se irán materializando en mayor medida cuando los costos de la tecnología disminuyan y aumente la eficiencia de los paneles fotovoltaicos, lo cual les permitirá competir económicamente con proyectos de otras tecnologías. (CNE, 2021)

4.2.2 Proyección de Net Billing

En relación con la Generación Distribuida para Autoconsumo, a junio de 2020 Chile cuenta con una capacidad instalada de 56,7 MW, los cuales se encuentran distribuidos en regiones, tanto a nivel residencial como comercial/industrial, como se muestra en la siguiente figura.

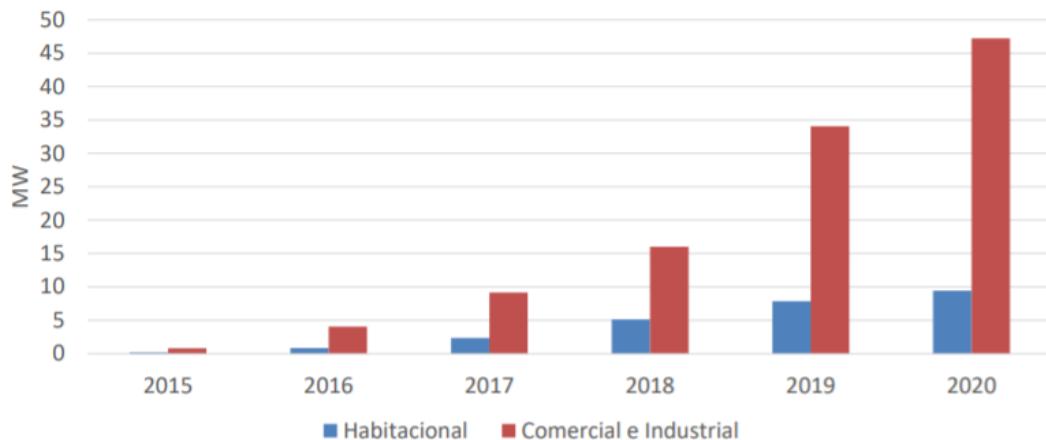


Figura 22: Capacidad instalada de proyectos Net Billing a junio 2020, por destino de propiedad.

Fuente: (CNE, 2021)

Además, destaca que las regiones con mayor capacidad son la Región Metropolitana, O'Higgins, Valparaíso y Maule, donde resalta el uso predominantemente de la tecnología fotovoltaica en los proyectos.

Para la proyección de Net Billing en el SEN, un aspecto relevante a considerar es el costo de los sistemas fotovoltaicos, puesto que dependiendo de su valor y del periodo de recuperación de la inversión, el cliente final tomará la opción de instalar un techo solar o desplazar su inversión. Para esto se utilizó la información del Informe “Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile” publicado por GIZ y el Ministerio de Energía. (CNE, 2021)

Conjuntamente en el estudio se realiza una evaluación económica de un proyecto Net Billing en regiones, para esto se utilizó el valor promedio del costo de proyectos fotovoltaicos informados por las empresas desarrolladoras en el informe de la GIZ mencionada anteriormente, mientras que los factores de planta por región se obtuvieron del sitio web del Explorador Solar. Además, se obtuvieron los costos de suministro eléctrico por región obtenido de los sitios web de las empresas distribuidoras locales y el costo de desarrollo de la tecnología fotovoltaica en proyectos Net Billing, con lo cual es posible comparar el costo de suministro eléctrico que se paga a nivel residencial versus el costo de producir la energía mediante la instalación de techos solares.²⁶ (CNE, 2021)

El resultado de las proyecciones de capacidad instalada Net Billing durante el periodo 2020-2040 se presentan a continuación:

²⁶ Para simplificar los cálculos se consideró que la energía generada por los paneles fotovoltaicos se consume en un 100%, no existiendo excedentes de energía a la red de distribución.

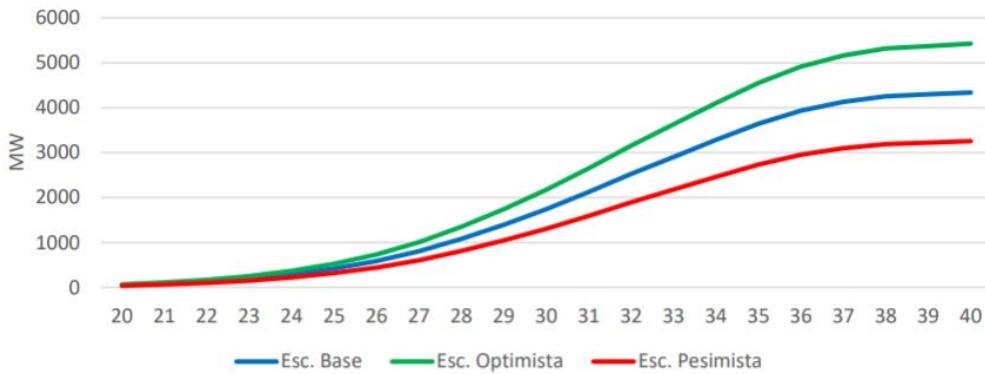


Figura 23: Capacidad instalada Net Billing en sector comercial e industrial, periodo 2020-2040.

Fuente: (CNE, 2021)

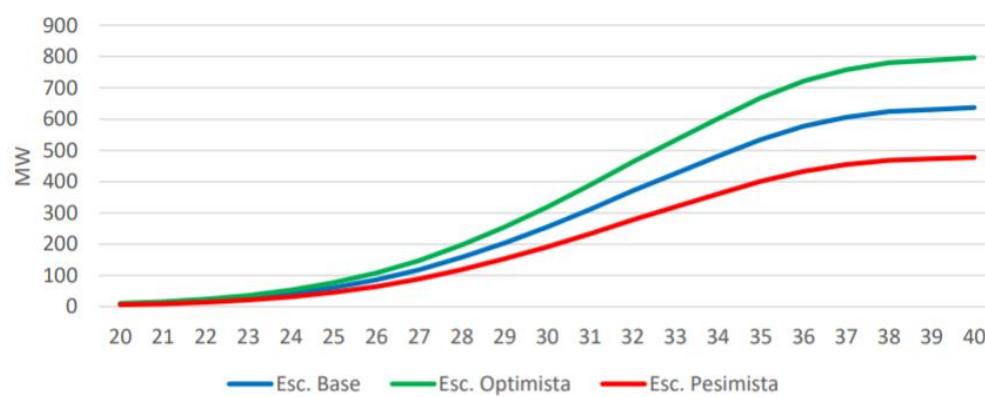


Figura 24: Capacidad instalada Net Billing en sector habitacional, periodo 2020-2040.

Fuente: (CNE, 2021)

Se espera un aumento significativo de la capacidad instalada de proyectos Net Billing en el SEN en los próximos 20 años, condición que podría significar una reducción de la demanda en los sistemas de transmisión zonal, en las horas de inyección de este tipo de tecnología. En el caso particular de los sectores industriales y comerciales, al incluir generación en techos solares, esta generación se contrarresta con la demanda de la zona, lo cual equivale a una disminución de la demanda equivalente.

Por otra parte, para el sector residencial para la instalación de paneles fotovoltaicos, se sugiere postular al programa “Techo Solar” impulsado por el Ministerio de Energía y la Agencia de Sostenibilidad Energética, el cual permite adquirir un sistema fotovoltaico a menor costo, con un descuento promedio de un 20% por compra agregada y un cofinanciamiento de un 50% de la inversión según el evaluó fiscal de la propiedad. (CNE, 2021)

4.3 Comuna Energética

En el proyecto “Elaboración del Plan de Sustentabilidad para el Desarrollo de un Mercado de Inversión Estratégica Local enmarcado al alero del Programa Comuna Energética”, elaborado por la consultora E2BIZ para la Subsecretaría de Energía en el año 2017, se trabajó en la elaboración de una hoja de ruta que permita el desarrollo de la inversión energética a nivel de actores locales tales como municipios, PYMES y ciudadanos.

En términos generales, se plantearon tres propuestas de modelos de negocios para el desarrollo de un mercado de inversión local consistentes con los tipos de proyectos contemplados en los planes de acción de las Estrategias Energéticas Locales (EELs) existentes, que se analizaron en el proyecto²⁷. Estos modelos fueron elaborados en base a la opinión de expertos y profesionales del rubro energético, de las experiencias de otros países en la materia y del análisis de las condiciones de mercado actuales y futuras en el corto plazo en el país.

Uno de los modelos de negocios propuestos corresponde a un modelo de Generación Distribuida a nivel local. Este programa tiene por objeto fomentar un mercado de la generación distribuida, para dos tipos de segmentos: uno con alta capacidad crediticia y altos consumos, y otro con baja capacidad crediticia y consumos bajos. De manera general el programa busca agrupar la demanda de estos distintos segmentos, para lograr economías de escala, reducir las barreras de información y promover la competencia entre los distintos proveedores existentes.

Para diseñar el programa, se realizaron diversos análisis que permitieron segmentar la población objetivo en dos grandes segmentos:

Segmento 1: Clientes caracterizados por un alto consumo y capacidad crediticia:

- a) **Personas:** Se trata de personas que poseen una vivienda y desean implementar un sistema de generación distribuida, que poseen la capacidad crediticia pertinente y un alto consumo de electricidad. Principalmente, personas con cuenta corriente y con acceso a créditos. Además, de acuerdo a lo propuesto en el Informe Final de la Consultoría (E2BIZ, 2017), se propone considerar también aquellas viviendas que cuentan con alto consumo pero que no están bancarizados, para los cuales se puede realizar una evaluación crediticia alternativa, siendo una opción la plataforma destacame.cl, la cual permite demostrar la capacidad de pago de las personas, evaluando si a lo largo del tiempo han tenido una conducta de pago de sus cuentas de servicios básicos (cuenta de luz, agua o teléfono)²⁸. Para efectos del presente segmento, se considera la capacidad crediticia como aquellos hogares que en donde una posible cuota del crédito del sistema PV corresponda a menos del 25% del ingreso del hogar .

²⁷ Dentro de estos proyectos destacan aquellos que contemplan Generación Distribuida, como por ejemplo Techo 30+, Caldera 30+, Mejoramiento térmico de la Escuela Baquedano, entre otros.

²⁸ El sistema funciona mediante el registro de boletas de cualquier servicio básico. Esto le da un puntaje que se actualiza mes a mes y refleja que tan buen pagador es. Así, el modelo permite llegar a una mayor porción de la población.

- b) **PYMES:** En el caso de las PYMES, también deben poseer capacidad crediticia y ser intensivas en el uso de electricidad. El Banco Estado en su crédito ERNC para PYMES, posee una tasa especial que exige que los postulantes sean personas naturales con giro comercial o personas jurídicas con ventas anuales, que vayan entre las 2.400 y 40.000 UF.

Segmento 2: Clientes caracterizados por proceso productivo de alto consumo y baja capacidad crediticia: corresponde a personas que estén comenzando o ya lleven tiempo realizando un proceso productivo, como también microempresas, que posean baja capacidad crediticia pero que sean intensivas en uso de electricidad.

Para proceder a segmentar la población y estimar el potencial se realizaron las siguientes estimaciones, utilizando los softwares Stata y Python para el procesamiento de datos:

- Mediante la CASEN 2006 se procedió a obtener un modelo, que permita estimar la demanda eléctrica en base a las siguientes variables: número de dormitorios, ingreso per cápita, edad promedio del hogar, personas por vivienda, a lo que se le agregó la temperatura promedio en verano y la precipitación de la comuna analizada.
- A partir de lo anterior, se procedió a simular los consumos, pero con los datos de la CASEN 2015, para todos los hogares. En esta base se segmentaron y calcularon la TIR, Payback, y se analizaron distintos tamaños del sistema fotovoltaico para estos consumos: entre 1kWp y 10kWp. Además, se realizó un filtro respecto del tamaño de la vivienda, seleccionándose aquel panel que podía caber.²⁹
- Respecto de los consumos, se realizó una simulación horaria de la generación y el consumo, asumiendo un perfil de consumo de la barra más cercana a la comuna (solo clientes residenciales), y a los datos de generación del explorador solar (disponible en: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>).
- Para el caso del segmento dos, además se procedió a modelar los consumos horarios adicionales y el panel adecuado a este consumo y al tamaño de su techo.
- Para el caso de la agrupación de la inversión, se consideró que este costo se reducía en un 20% de acuerdo con la experiencia de Caldera 30+.
- Al calcular el potencial, no se considera aquellos casos en que los techos poseen árboles, o que no son de materialidad adecuada. Finalmente, se considera la mejor orientación posible para calcular el potencial. Esto con el objeto de obtener el número mayor posible en la estimación y con el objeto de simplificar los cálculos (cabe destacar que se realizan evaluaciones hogar por hogar, tomando esta simulación alrededor de dos horas).
- Se seleccionan aquellos hogares que tienen alto potencial y alto o mediano ingreso. Esto se define mediante aquellos hogares que cuentan con la posibilidad de instalar un sistema FV con una tasa interna de retorno (TIR) mayor o igual a 12%³⁰ y con un ingreso

²⁹ Para un sistema de 10kWp se requiere una superficie de 100m² o superior. Más detalle en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/guia_evaluacion_sistema_fv.pdf

³⁰ Referencia AChEE bases proyecto FIE

superior a \$503.000 siempre y cuando una posible cuota de crédito³¹ del sistema FV corresponda a menos del 25% de los ingresos del hogar.

- Se excluyen aquellos hogares que tienen bajo potencial y/o ingresos y departamentos.

Resultados Segmento 1

Considerando las comunas con más de 5.000 viviendas potenciales, los lugares en los cuales este programa es relevante corresponden a: Antofagasta, Vitacura, Peñalolén, Villa Alemana, Temuco, Santiago y los Andes.

La participación de estos hogares, respecto del total analizado de la muestra mantiene Vitacura como una comuna atractiva, pero para el caso de Diego de Almagro, Villa Alemana, Los Andes, Caldera, estas proporciones son relevantes respecto del total analizado.

Al traspasar este valor a kW, el mayor potencial lo posee la comuna de Antofagasta con alrededor de 180.000 kW instalables. Al observar el gráfico, las comunas con mayor ingreso son las que poseen mayor espacio disponible, reflejándose esta relación en el potencial instalable en estas comunas. Cabe destacar, que este potencial refleja la capacidad de endeudamiento de la familia, el tamaño de su vivienda y su consumo, de tal manera que este proyecto por sí solo al menos tenga una TIR de un 12% o más.

Finalmente, cabe destacar que el potencial más relevante consiste en la instalación de sistemas de 10kW y de 5kW para este segmento, con muy pocos sistemas de 5kW, salvo el caso de Villa Alemana, Los Andes y Diego de Almagro. Lo anterior se debe a la existencia de casas de gran superficie estas comunas y a que poseen un nivel socioeconómico alto.

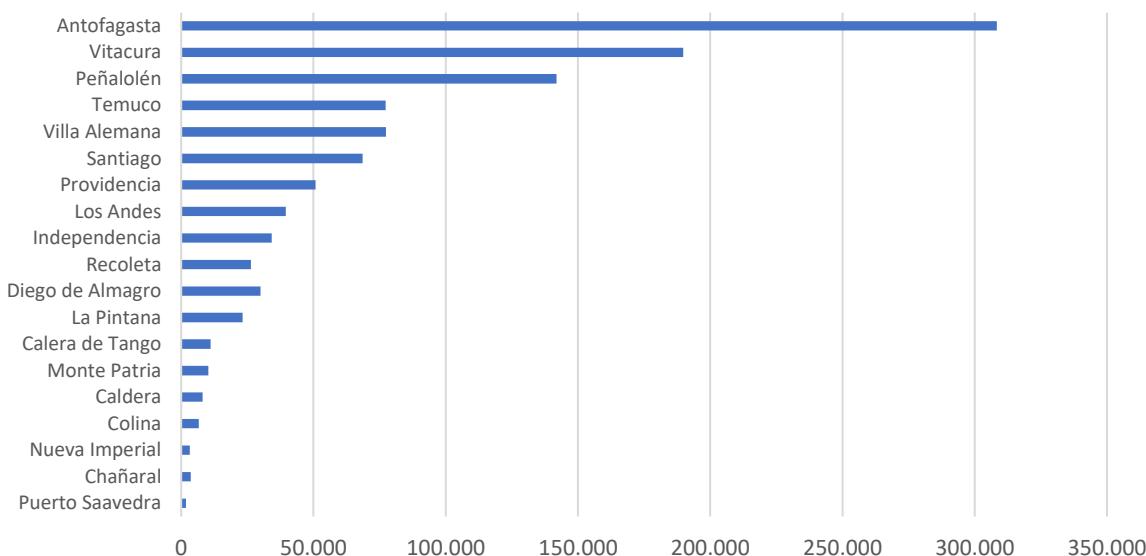


Figura 25: Energía total potencial de todo el programa por comuna [MWh].

Fuente: (E2BIZ, 2017)

³¹ Considerando la creación de un crédito especial para proyectos ERNC a 12 años con tasa de interés de 12%, en base a crédito de Banco Estado para PYMES (Banco Estado, s.f.) y a información entregada por el subgerente de pequeña empresa de Banco Estado, respecto de un posible producto similar para personas, sobre el cual se tendría novedades en octubre de dicho año (2017).

Resultados Segmento 2

Para el caso de este programa, predominan los sistemas de 5kW y 3 kW, debido a que estos hogares son de menor superficie y menor consumo. En este caso, se calcula la TIR considerando la incorporación de un proceso productivo que ayude a mejorar los tiempos de retorno de la inversión. Dentro de las opciones consideradas se encuentra la incorporación de una lavandería (con procesos de lavado, secado y planchado) y una peluquería. Gracias al aumento del consumo, las familias se verían favorecidas por el ahorro que genera el panel en su cuenta eléctrica general, además del flujo que recibirán como parte del proceso productivo.

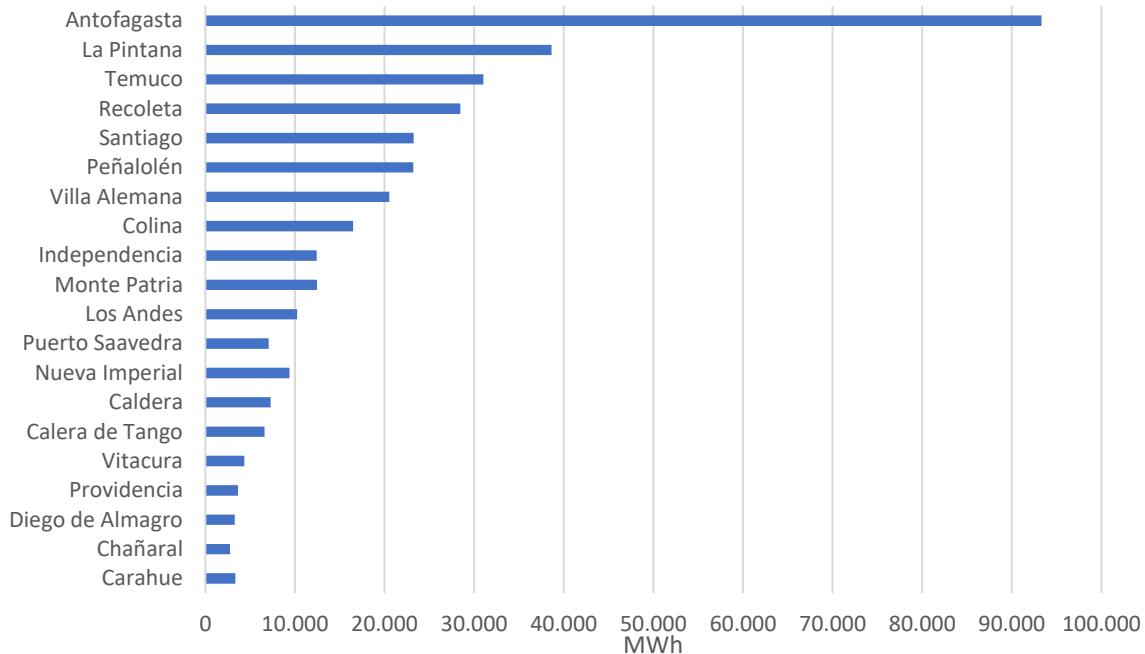


Figura 26: Energía total anual potencial de todo el programa por comuna [MWh].

Fuente: (E2BIZ, 2017)

De acuerdo con los resultados obtenidos del estudio, existe un potencial relevante de GD para aquella población con alta capacidad crediticia y altos consumos, sobre todo considerando que los proyectos fueron filtrados de acuerdo con la capacidad financiera del hogar, la rentabilidad de instalar el proyecto y el tamaño de la vivienda. Es importante destacar, que este potencial no considera otros aspectos técnicos como la materialidad del techo o si existen elementos (árboles), que impiden la instalación del sistema.

Se releva el hecho de que es necesario agrupar la demanda, para poder mejorar las rentabilidades de los proyectos. Además de lo anterior, es necesario que existan instrumentos financieros acordes a los plazos de los proyectos y que permitan integrar a aquel segmento que posee menores ingresos, pero que cuentan con una rentabilidad del sistema FV mayor a 12%.

4.4 Trayectoria del Sector Energía hacia la Carbono Neutralidad en el contexto del ODS7³²

El objetivo principal del estudio realizado durante el 2019 - 2020 por la consultora E2BIZ para Generadoras de Chile, fue desarrollar y analizar una ruta de descarbonización de la matriz energética de Chile al 2050 en línea con el Acuerdo de París, esto es, alcanzando el carbono neutralidad a mediados de este siglo. Para ello, en este estudio, se construye y analiza una trayectoria posible para alcanzar el carbono neutralidad contribuyendo al desarrollo sostenible y se modelaron escenarios que estimaron medidas de mitigación, las cuales permitieran cumplir con la meta de carbono al 2050 (E2BIZ, 2020).

Como parte de este estudio, se modeló un escenario base y otro de carbono neutralidad considerando explícitamente la entrada de generación distribuida. La proyección se hizo utilizando un modelo simple de Bass considerando tanto la capacidad de generación distribuida de los sectores residencial como comercial. La Figura 27 presente los resultados obtenidos de la proyección hasta el año 2050.



Figura 27: Escenarios de penetración de Generación Distribuida
Fuente: (E2BIZ, 2020)

Para establecer el nivel de abatimiento y costos económicos de distintas medidas de mitigación que permiten alcanzar la carbono neutralidad, se construyeron dos escenarios bajo distintos supuestos en base a los cuales se buscó proyectar el consumo y la producción energética en el periodo 2020-2050: el escenario base y el escenario asociado a la ruta de descarbonización. De esta comparación se infieren reducciones de emisiones e indicadores económicos que caracterizan los esfuerzos adicionales de la ruta de descarbonización respecto del escenario base. A continuación, se detallan los modelos y herramientas utilizadas para la estimación de los escenarios.

³² ODS 7 “Energía Asequible y No Contaminante”

Modelo Prospectivo

El modelo utilizado en este estudio se basa en la herramienta construida por E2BIZ para el Ministerio de Energía. La herramienta desarrollada se basa en un enfoque de usos finales y responde al gran desafío de caracterizar los consumos actuales y proyectados a nivel regional. La herramienta permite apoyar el análisis de las políticas regionales y nacionales de desarrollo energético y de cambio climático. El foco de la herramienta está en la caracterización detallada de los consumos finales con un foco de largo plazo. La herramienta también modela la oferta de generación (expansión y operación) y las refinerías cerrando el balance.

El enfoque de uso final permite proyectar y estudiar cambios en los diferentes usos energéticos por cada sector de la economía, los combustibles asociados, lo que permite considerar eficiencias relativas entre energéticos por uso, y por tanto, también caracterizar en forma directa la eficiencia energética de cada uno de ellos. La modelación por usos permite un nivel de parametrización importante, lo que hace posible analizar un sinnúmero de escenarios exploratorios.

La Figura 28 resume el marco conceptual y metodológico (de energía útil). La modelación por usos considera el análisis de energía útil y combustibles que compiten por satisfacerlos en función de parámetros económicos y técnicos (como eficiencias de los combustibles por uso). El modelo considera en su definición el análisis de medidas de eficiencia energética y de mitigación de forma tal de parametrizar las medidas de manera consistente con la caracterización de los consumos.

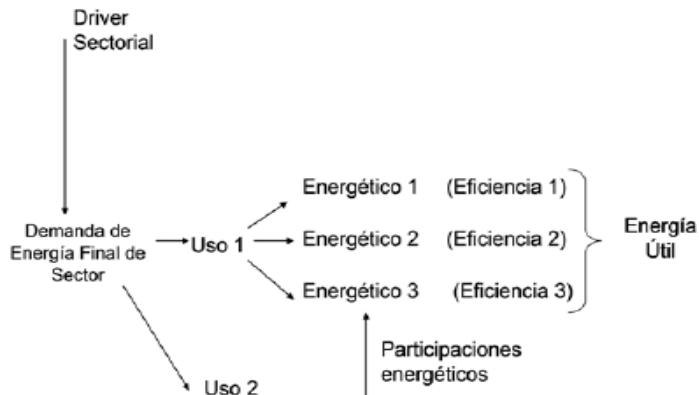


Figura 28: Modelación considerando energía final y útil

Fuente: (E2BIZ, 2020)

La herramienta además considera la oferta primaria y detalle del sector de generación eléctrica cerrando el balance de energía. En particular, el modelo de generación empleado es uninodal y de largo plazo, permite modelar múltiples bloques temporales, despachar según costo marginal y expandir el parque óptimamente bajo restricciones (incluyendo metas de generación por tipos agregados de capacidad, como se realiza para las energías renovables).

Respecto de la desagregación geográfica, los consumos sectoriales de demanda final se estiman a nivel regional y de acuerdo con las estimaciones del BNE en sus versiones nacional y regional. El sector generación modela la oferta para los sistemas SING y SIC (actualmente SEN), Aysén y

Magallanes. La expansión y operación del sistema (resultados del modelo) se hace considerando explícitamente la interconexión de los sistemas interconectados SING y SIC. Finalmente, el cierre del balance se estima a nivel nacional.

El modelo se construye en tres módulos principales los que se presentan a continuación:

Tabla 2: Módulo de prospección

Sub-Módulo	Función
Drivers/ Niveles actividad	Modelación de drivers exógenos, que alimentan el modelo de energía. Estos drivers serán a su vez función de variables macroeconómicas y otra información. La modelación de estos drivers se realiza en base a antecedentes disponibles, análisis econométricos y son una entrada al sub-modelo de energía. Ej: producción de cobre, de celulosa o el crecimiento del PIB.
Energía	En función de los drivers se determina la energía consumida por el sector y desagregada por usos.
Indicadores de desempeño	Este modelo permite -indicadores para hacer la evaluación de escenarios.

Fuente: (E2BIZ, 2020)

Las medidas contempladas en el escenario de rutas de descarbonización son seleccionadas mediante un criterio de costo-efectividad. Para esto, se construyen curvas de costo de abatimiento.

Metodología de estimación del costo de abatimiento

Para cada medida y sector, es necesario definir dos escenarios que permiten realizar la estimación: (1) el escenario base y (2) el escenario de medida de mitigación (en este caso la ruta de descarbonización). El enfoque usual que considera tanto componentes de inversión como de operación. Se procede entonces a calcular el valor presente (VP) de costos de cada uno de los escenarios³³:

$$VP(S) = I_s + \sum_{t=1}^T \frac{c_t^s}{(1+r)^t}$$

Donde S denota el escenario (S puede ser base (b) o medida (m)), I denota la inversión inicial, ct los costos totales de operación (eventualmente desagregables en varias categorías como combustible y mantención), T el horizonte de evaluación (generalmente determinado por vida útil de alguna inversión), y r la tasa de descuento.

De esta manera, el valor presente del costo de la medida queda expresado como la diferencia de los costos entre los escenarios:

$$VP = (I_m - I_b) + \sum_{t=1}^T \frac{c_t^m - c_t^b}{(1+r)^t}$$

³³ Estas expresiones pudiesen ser complicadas en casos que se requieran inversiones progresivas en el tiempo. Sin embargo, en estos casos el principio sigue siendo el mismo.

El costo de abatimiento tradicional se interpreta como aquel precio constante (p) por tonelada de emisión reducida que permite financiar el valor presente de los costos totales de la medida. Es decir, el costo de abatimiento de la medida se obtiene de la condición:

$$\sum_{t=1}^T \frac{pE_t}{(1+r)^t} = VP$$

De donde se despeja p como $p = VP / \sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}$ donde E_t son las emisiones reducidas en t .

Resulta relevante destacar que el “costo” resultante será constante por tonelada reducida por lo que el costo medio coincidirá con el costo marginal³⁴.

A continuación, se presentan los principales resultados de la proyección de la generación para el escenario base y el escenario ruta de descarbonización.

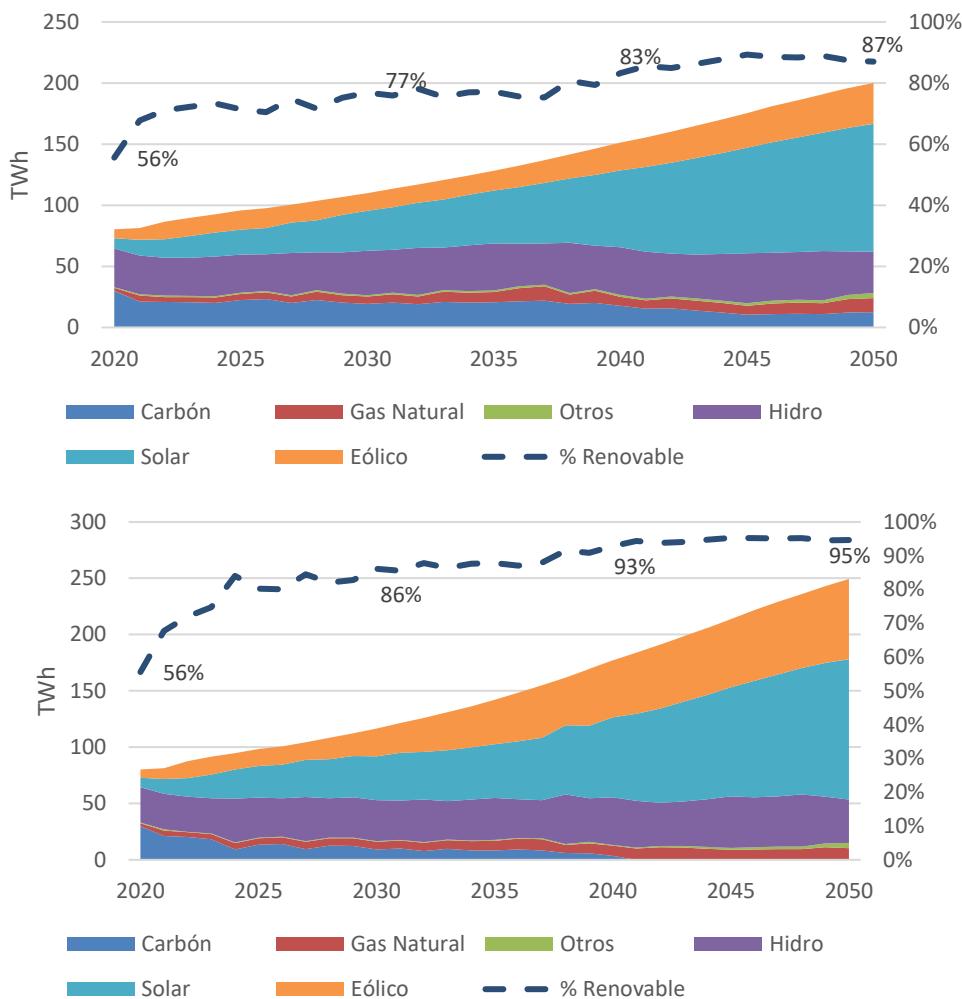


Figura 29: Generación SEN escenario base (arriba) y escenario ruta de descarbonización (abajo)
Fuente: (E2BIZ, 2020)

³⁴ Es decir, en la posterior aplicación del costo se ignoran indivisibilidades de los proyectos e implícitamente se asumen rendimientos constantes de escala

5 REVISIÓN DE EXPERIENCIAS INTERNACIONALES DE MODELOS DE ADOPCIÓN DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

A nivel mundial, se prevé que la capacidad de generación distribuida mediante sistemas solares fotovoltaicos aumente en más del 250% durante el periodo 2019-2024, alcanzando los 530 GW en el año 2024. Esto corresponde a una expansión de más del doble con respecto al periodo de seis años antes.

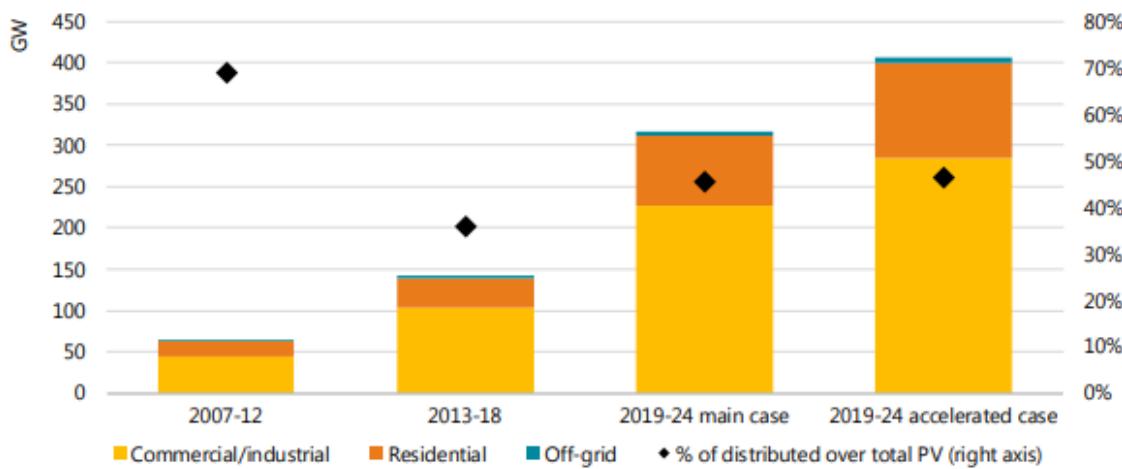


Figura 30: Crecimiento de la capacidad fotovoltaica distribuida por segmento

Fuente: (IEA, 2019)

Se espera que más del 30% de la capacidad fotovoltaica distribuida instalada a nivel mundial en el año 2024 sea de los sectores comercial e industrial ya que estos sistemas suelen ser más económicos y presentan un rendimiento relativamente estable, permitiendo mayores ahorros en electricidad. Los sistemas residenciales representan el 27% de toda la expansión fotovoltaica distribuida.

De todas las energías renovables, el potencial de crecimiento adicional más alto es el de la generación distribuida fotovoltaica, ya que la adopción por parte del consumidor puede ser muy rápida una vez que los precios y la economía se vuelven atractivos.

Dentro de los principales factores que influyen en una mayor penetración de la generación distribuida fotovoltaica se encuentran:

- 1. Reducciones de los costos de inversión:** la rápida disminución de costos de inversión ha sido un factor clave en el mayor desarrollo de la generación distribuida. Los costos de inversión de los sistemas comerciales, industriales y residenciales cayeron entre un 60% y un 80%, dependiendo del país, como se muestra en la Figura 31.

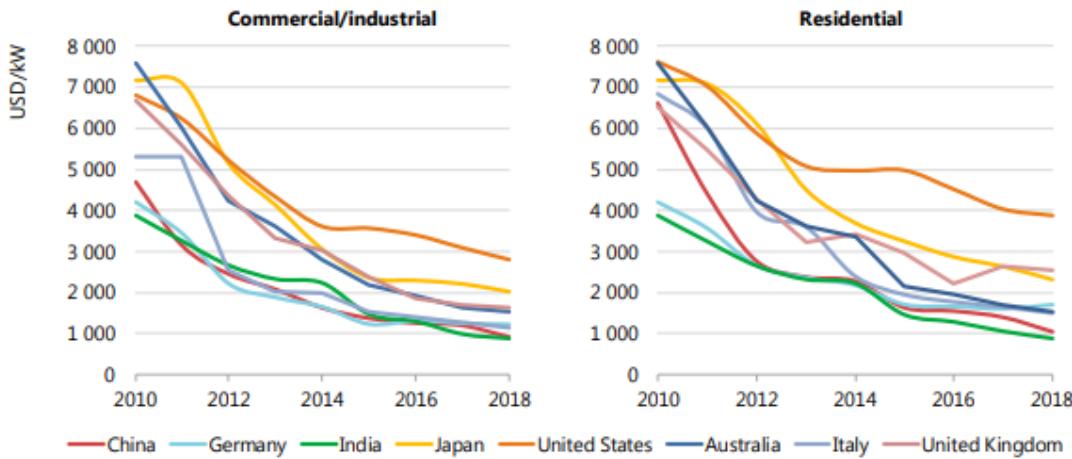


Figura 31: Costo de inversión para sistemas comerciales, industriales y residenciales en países seleccionados

Fuente: (IEA, 2019)

2. **Aclaraciones en los esquemas regulatorios y de incentivos:** las políticas, incentivos y regulaciones gubernamentales han sido fundamentales para que la energía solar fotovoltaica distribuida se despliegue en todo el mundo. Muchos países cuentan con metas a largo plazo que incluyen la GD con sistemas solares. Sin embargo, esto no se traduce necesariamente en implementación, siendo el factor principal las políticas, regulaciones e incentivos. Estas suelen estar dirigidas a dos áreas principales:
 - a. Políticas dirigidas a los costos de inversión, como incentivos financieros para reducir costos de inversión y volver los sistemas fotovoltaicos más asequibles. Estos incentivos financieros pueden ser subvenciones, bonificaciones, créditos fiscales, beneficios fiscales, exenciones de impuestos, entre otros.
 - b. Políticas dirigidas al consumo y venta de electricidad:
 - i. "*Buy-all, sell-all*": se considera que toda la generación fotovoltaica se vende a la empresa de servicios públicos a un precio establecido, mientras que los propietarios de los sistemas FV compran toda la electricidad al precio minorista para cubrir su demanda.
 - ii. *Net metering*: los propietarios de los sistemas FV pueden autoconsumir la electricidad que generan, reduciendo su consumo de la red. Es un esquema de medición neta, en donde el propietario recibe un pago asociado a los excesos de generación que son inyectados a la red durante un periodo de tiempo específico.
 - iii. Modelos de autoconsumo en tiempo real: similar al *net metering*, los propietarios pueden generar electricidad para autoconsumo y vender el exceso a la red. Pero en este caso la energía se contabiliza por hora o, incluso, intervalos menores. Además, en lugar de ganar créditos en las facturas de energía futuras, se les paga a los propietarios por cada unidad de electricidad inyectada a la red.

3. **Reducción de barreras no económicas:** tales como procesos de postulaciones o procedimientos administrativos prolongados, barreras a la conexión, entre otros.

- a. **Procedimientos administrativos:** a menudo son el obstáculo más severo que debe abordar un desarrollador fotovoltaico. A modo de ejemplo, en muchos países, tanto miembros como no miembros de la IEA, los procedimientos de

permisos fotovoltaicos no están simplificados y armonizados, volviéndose una barrera importante al momento de desarrollar un proyecto fotovoltaico.

- b. **Conexión a la red:** a menudo es el último paso pero se decisivo para el desarrollo de un sistema fotovoltaico. En muchos países estos procesos se ven afectados a menudo por retrasos graves, lo cual tiene un impacto significativo en los beneficios económicos de los sistemas fotovoltaicos. Por otro lado, los sistemas fotovoltaicos para poder conectarse a la red, deben cumplir ciertos criterios definidos por los operadores de red y los reguladores del mercado. A menudo, estos criterios no tienen en cuenta las características de los sistemas fotovoltaicos y pueden representar una barrera importante para su penetración.
- 4. **Acceso a financiamiento asequible:** se refiere a la dificultad para obtener préstamos por parte de las instituciones financieras. Esta barrera se informa comúnmente en economías emergentes, con sectores bancarios subdesarrollados.
- 5. **Rápida implementación de reformas del mercado minorista:** lo que permite una fijación de precios de la electricidad que refleje los costos para los usuarios residenciales y comerciales.
- 6. **Impacto del Covid-19 en las energías renovables:** de acuerdo a un informe preliminar elaborado por la EIA que busca analizar los impactos del Covid-19 en el despliegue de las energías renovables (EIA, 2020), en base a datos obtenidos hasta septiembre de 2020, se concluye que la pandemia ha afectado el crecimiento de las energías renovables, pero no lo ha detenido. Los mercados renovables han demostrado su resistencia a la crisis, adaptándose rápidamente a los desafíos presentados. Sin embargo, donde se observan las mayores dificultades es frente a la incertidumbre de las políticas en estas temáticas, encontrándose pequeñas disminuciones de la capacidad renovable proyectada en el Informe "Renewables 2019 - Analysis and forecast to 2024".

5.1 Modelos internacionales de adopción de sistemas solares fotovoltaicos

A continuación, se presenta una revisión de la literatura internacional a partir de la cual se identifican 3 modelos de adopción de sistemas fotovoltaicos posibles de ser replicados de acuerdo a la realidad nacional.

5.1.1 dGen - NREL

NREL (Laboratorio Nacional de Energía Renovable) es un laboratorio nacional del Departamento de Energía de EE. UU. Este laboratorio busca avanzar en la ciencia y la ingeniería de la eficiencia energética, el transporte sostenible y las tecnologías de energía renovable y proporciona el conocimiento para integrar y optimizar los sistemas de energía

Dentro de las herramientas se encuentra el modelo *Distributed Generation Market Demand*³⁵ (dGen), orientado para clientes de EE.UU ubicado en una área geográfica específica (sitio, estatal, nacional) para analizar los factores clave que afectarán la demanda futura del mercado de tecnologías distribuidas de energía solar, eólica, de almacenamiento, geotérmica y otros recursos de energía distribuida (DER). Este modelo es una versión mejorada del modelo SolarDS,

³⁵ Modelo de Demanda de Mercado de Generación Distribuida, su nombre en español

siendo capaz de simular la adopción de energía solar distribuida (a través de su módulo dSolar) y eólica distribuida (a través de su módulo dWind), y ha sido diseñado explícitamente para facilitar la incorporación de tecnologías adicionales (NREL, 2016). En la Tabla 3 se presentan algunas diferencias claves entre ambos modelos.

Tabla 3: Diferencias entre modelo dGen vs SolarDS

	dSolar (dGen)	SolarDS
Alcance del modelo	Modelo nacional de EE. UU. Modelación en períodos de dos años para los sectores residencial, comercial e industrial. Considera múltiples tecnologías DER (solar, eólica, almacenamiento, geotermia) de forma aislada o en competencia. Escala fácilmente para estudiar problemas estatales o locales.	Modelo nacional de EE. UU. En períodos de dos años para los sectores residencial y comercial. Solo enfoque DGPV ³⁶
Resolución del cliente	Reformateado como modelo basado en agentes. ³⁷ Clientes definidos como entidades estadísticamente representativas que toman muestras de distribuciones regionales / locales para atribución.	Tipos de clientes generados según el enfoque "agrupados"; Los contenedores se crean para representar la variación en los parámetros del escenario utilizando frecuencias de contenedor ad hoc.
Uso de sistemas de información geográfica (SIG)	Uso extensivo de datos geoespaciales; todos los agentes asignaron una ubicación puntual en función del muestreo ponderado por sector y población. El marco GIS permite la integración y la adición de conjuntos de datos dispares bajo un marco común. Resolución predeterminada a nivel de condado de EE. UU. (3.108) y 10 agentes por sector de condado	Uso limitado de datos geográficos. Clientes no asignados a una ubicación de punto. Resolución predeterminada a nivel de subestado (218).
Costos de electricidad	Basado en OpenEI Utility-Rate Database ³⁸ , calcula los ahorros en las facturas "de abajo hacia arriba" utilizando perfiles de generación y consumo por hora, incorporando cargos por demanda, cargos por TOU, etc.	Basado en los costos promedio de electricidad de EIA 861 por estado; Cargos por tiempo de uso calculados previamente usando un multiplicador en tarifas promedio.

Fuente: (NREL, 2016)

El modelo dGen, es un modelo de código libre (ejecutado en Python, pudiendo ser ocupado tanto en Windows y Linux) que simula las decisiones de los clientes sobre la adopción de tecnologías de generación distribuida y en esta nueva versión permite incorporar múltiples tecnologías tales como solares, eólicas y de almacenamiento para clientes residenciales, comerciales e industriales en los Estados Unidos hasta el 2050. Esta simulación ayuda a las

³⁶ Generación distribuida a partir de energía solar fotovoltaica

³⁷ Entiéndase por posibles clientes residenciales y no residenciales

³⁸ La base de datos de tarifas de servicios públicos (URDB) proporciona información sobre la estructura de tarifas para más de 3,700 servicios públicos de EE. UU. Las tarifas son verificadas y actualizadas anualmente por NREL.

empresas de servicios públicos y a otras partes interesadas a planificar para aumentar la adopción de recursos energéticos distribuidos (DER) y comprender cuánto se necesitará de electricidad del resto del sistema de energía (NREL, 2020). Este modelo actualizado proporciona avances significativos que incluye una mejor resolución de la demanda, que permite usar de forma detallada información geoespacial y mejora el cálculo de costos de electricidad mediante cálculos del ahorro horario con un esquema bottom-up.

Para realizar el pronóstico de adopción de generación distribuida a partir del modelo dGen puede ser resumida en las siguientes etapas (NREL, 2016):

1. **Identificación del cliente potencial:** El modelo utiliza una representación estadística para caracterizar a los consumidores a nivel de condado de Estados Unidos (equivalente a un nivel comunal). La caracterización de cada consumidor es diferenciada en base a la información de su ubicación, potencial y consumo eléctrico anual.
Por ende, la metodología para categorizar agentes potenciales se basa en los siguientes pasos:
 - i. Asignar atributos a posibles ubicaciones de instalación del sistema³⁹,
 - ii. Muestreo de posibles ubicaciones del sistema y
 - iii. Muestreo de la demanda de energía anual del usuario final.
2. **Determinación del potencial técnico:** El potencial técnico se define como la capacidad máxima instalable por cada uno de los agentes descritos en el punto anterior. Para realizar el cálculo del potencial técnico se determina la calidad del potencial renovable en la ubicación del consumidor (radiación solar, recurso eólico, etc.), el cual es limitado de acuerdo con las características de la curva de demanda del consumo, es decir el nivel de consumo de energía del agente limita la capacidad instalable.
Además, para establecer el potencial técnico se consideran aspectos como la evaluación de los recursos energéticos distribuidos (disponibilidad y calidad), el rendimiento del sistema, criterios de ubicación y mapeo del uso de la tierra, y la selección de configuraciones óptimas del sistema.
3. **Evaluación económica:** La evaluación económica de las alternativas de generación distribuidas se realiza mediante flujos de caja con tasa de descuento para determinar rentabilidad (VAN, PRC, ahorros mensuales, etc.) durante la vida útil del sistema. Las variables consideradas para realizar esta evaluación se encuentran los costos de inversión (\$/kW), costos variables (\$/kWh), costos fijos (\$/kW/año), posibles incentivos financieros (subsidios, créditos, etc.).
Cabe destacar que dependiendo de la configuración del sistema se pueden generar desequilibrios en los perfiles temporales de la generación del sistema de un agente y el consumo de energía, ocurriendo una generación en exceso en comparación al consumo. En estas situaciones se tiene la opción de modelar sistemas de Net-Metering en el cual el consumidor vende parte del excedente de producción a la red eléctrica.⁴⁰

³⁹ La asignación de atributos a las ubicaciones de los agentes potenciales se basa en las cuadrículas de uso de la tierra (capas espaciales). Cada cuadrícula de uso de la tierra representa el conjunto de ubicaciones potenciales de agentes dentro de un segmento de mercado dado a la resolución de una celda de 200m por 200m para los Estados Unidos continentales; la ubicación de cada celda se utiliza para asociar atributos adicionales espacialmente dependientes.

⁴⁰ Dentro de la evaluación económica, se consideran dos supuestos de financiamiento utilizado por un cliente potencial, al respecto los sistemas pueden adaptarse a través de un modelo de negocio de propiedad de host, en el que el cliente es propietario directo del sistema, o un modelo de terceros, en el que el cliente arrienda el sistema y recibe toda la generación de energía del sistema a cambio de un pago fijo mensual.

4. **Modelo de difusión del mercado.** En dGen se utiliza un modelo de "difusión de mercado" o "curva S" para determinar tanto la tasa de adopción de tecnología para diferentes tipos de agentes como también el tamaño máximo del mercado. La difusión o curva de adopción tecnología es particular para cada tipo de cliente y depende de sus características (potencial técnico y evaluación económica).

Datos relevantes del modelo

Algunos de los datos levantes del modelo dGen se presentan en la Tabla 4:

Tabla 4: Datos relevantes del modelo dGen

Función	El modelo se puede utilizar para identificar los sectores, ubicaciones, y clientes para quienes la adopción de recursos energéticos distribuidos tendría un alto valor económico, para generar pronósticos como entrada para estimar el análisis de capacidad de alojamiento de distribución, planificación integrada de recursos y pronóstico de carga, y para comprender las condiciones económicas o políticas en las que la adopción de recursos energéticos distribuidos se vuelve viable, y para ilustrar la sensibilidad a los cambios del mercado y de las políticas, como las estructuras de tarifas eléctricas minoristas, la medición neta de energía y los costos tecnológicos (OEDI, 2020).
Acceso	<p>El modelo dGen es de código abierto por lo cual puede ser descargado o visualizado en el Visor de escenarios⁴¹. Por su parte, al descargar el modelo este permite crear escenarios propios, para lo cual se requieren tres componentes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Una base de datos de “agentes” o consumidores pregenerados para simular. Cada agente tiene un factor de ponderación para reflejar su frecuencia en la población. 2. Una descripción del escenario, ingresada por una hoja de cálculo y archivos csv de entrada. 3. Código de modelo, ejecutado en Python. <p>Para más detalles revisar Anexo 9.2.</p>

⁴¹ El visor de escenarios dGen permite a los usuarios visualizar y comparar fácilmente escenarios recientes (previamente generados) por geografía y año. Además, las entradas y salidas del escenario se pueden descargar para un análisis de escritorio adicional. No permite nuevas configuraciones.



Funcionamiento del modelo	<p>Cada análisis dGen comienza con un archivo de agente base que utiliza agentes muestreados estadísticamente destinados a ser completos y representativos de la población modelada. Pretenden representar la suma de las estadísticas subyacentes. Son representativos porque los agentes se muestran para representar la heterogeneidad de la población, por ejemplo, la variación en el costo de la electricidad.</p> <p>Durante la creación de agentes, cada condado de EE.UU se plantea con conjuntos de agentes residenciales, comerciales e industriales, cada uno instanciado en ubicaciones aleatorias ponderadas por población dentro de los límites geográficos del condado. Se hace referencia a los agentes con conjuntos de datos geográficos para establecer un perfil de carga, disponibilidad de recursos solares, una estructura factible de tarifas de servicios públicos y otros atributos tecno económicos específicos de la ubicación del agente. A cada agente se le asigna un peso que es proporcional al número de clientes que representa el agente en su condado. En este contexto, los agentes pueden entenderse como grupos de población estadísticamente representativos y no representan entidades individuales.</p>
Documentación hoja de entrada	<p>La hoja de entrada es la forma principal en que se configura el modelo. Asigna las opciones desplegables seleccionadas a varias tablas en el código base, así como a la base de datos que se utiliza en la ejecución del modelo. Las entradas adicionales que son relativamente sensibles al cambio también se incluyen en la hoja de entrada. (Para más detalles revisar Anexo 9.2)</p>

Fuente: (NREL, 2016)

5.1.2 Sistema Nacional de Modelado de Energía (NEMS)

La Administración de Información Energética (EIA) es una organización federal de Estados Unidos, que recopila, analiza y difunde información energética independiente e imparcial para promover la formulación de políticas sólidas, mercados eficientes y la comprensión pública de la energía y su interacción con la economía y el medio ambiente. La EIA desarrolló el Sistema Nacional de Modelado de Energía (NEMS), que es un modelo integrado del sistema energético estadounidense vinculado a un modelo macroeconómico, que se utiliza para proyectar hasta el 2050 el impacto que los factores energéticos, económicos, ambientales y de seguridad pueden tener en el sistema energético de los EE. UU.

El NEMS permite proyectar la producción, importación, conversión, consumo y precios de la energía, sujeto a supuestos sobre factores macroeconómicos y financieros, mercados energéticos mundiales, disponibilidad y costos de recursos, criterios de elección tecnológica y de comportamiento, características de costo y desempeño de las tecnologías energéticas y demografía.

NEMS es un sistema modular, cuenta con 13 módulos, entre los cuales cuatro módulos corresponden a "demanda de uso final" que representan el consumo de combustible en los sectores residencial, comercial, de transporte e industrial, sujeto a los precios del combustible entregado, las influencias macroeconómicas y las características de la tecnología. A

continuación, se describen los módulos de demanda residencial, comercial e industrial (EIA, 2019):

- 1. Módulo de Demanda Residencial (RDM):** se utiliza para desarrollar proyecciones a largo plazo y análisis de políticas energéticas durante el horizonte temporal hasta 2050 (el horizonte de proyección actual). El modelo genera proyecciones del consumo de energía para el sector residencial por división censal, tipo de vivienda y uso final, y se basa en los precios de la energía entregada, el menú de equipos disponibles, la disponibilidad de fuentes de energía renovables (de tipo eólica o solar fotovoltaica) y los cambios en el parque de viviendas.

El RDM proyecta la demanda de energía del sector en seis pasos secuenciales. Estos pasos producen información sobre las existencias de viviendas, las existencias de electrodomésticos, las opciones de tecnología, la integridad de la estructura del edificio, la generación distribuida y el consumo de energía.

La Componente Generación distribuida del RDM incluye el desarrollo de estimaciones de penetración para esta tecnología basada en supuestos explícitos de costo y desempeño. El modelo permite estimar la adopción de sistemas solares fotovoltaicos, de manera que compita con la electricidad comprada y permita satisfacer las necesidades de electricidad. Las tasas de penetración de estos sistemas se proyectan utilizando un modelo econométrico de obstáculos (modelo de Hurdle) a nivel de código postal. El modelo de Hurdle considera que hay dos etapas: una decisión binaria (modelo logit) que determina si el resultado es cero/no cero (una o más instalaciones/ no hay instalaciones) y una segunda parte de la decisión que determina los valores mayores que cero (distribución binomial), que corresponde al número esperado de instalaciones. El modelo considera que el proceso que genera los ceros es diferente al proceso que genera los valores positivos, teniéndose una probabilidad de cero diferente de la probabilidad de valores mayores que cero, la cual depende de la probabilidad de cruzar el "obstáculo o valla" y de la probabilidad de obtener un cierto valor si ya se ha cruzado dicho obstáculo o valla. El modelo de Hurdle se especifica de acuerdo a la siguiente ecuación (Salinas-Rodríguez, Manrique-Espinoza, & Sosa-Rubí, 2009):

$$P(y_i = 0) = f_1(0)$$

$$P(y_i = j) = (1 - f_1(0)) * \frac{f_2(j)}{1 - f_2(0)} ; j > 0$$

Este modelo permite hacer frente a la presencia de un exceso de ceros en la configuración de los datos de recuento.

Las ecuaciones y fórmulas específicas están disponibles en el documento facilitado por EIA, “*Using Hurdle Models for Long-term Projections of Residential Solar Photovoltaic Systems Installations*” (Lent, 2017). En este se describen algunas de las variables explicativas del modelo, las cuales se basan en datos de la EIA, el Laboratorio Nacional

de Energía Renovable (NREL), la Encuesta de la Comunidad Estadounidense (ACS) de la Oficina del Censo y el censo decenal. Se incluyeron las siguientes covariables para cada año (t) y código postal (z):

1. Ingreso familiar medio (estimado a partir de la ACS y los datos del censo decenal)
 2. Nivel de irradiación solar promedio anual, en kilovatios hora por metro cuadrado por día (estimado por NREL), asumido constante en el tiempo
 3. Tarifa de electricidad (centavos por kilovatio hora)
 4. Número de hogares (estimado a partir de la ACS y el censo decenal)
 5. Precio instalado de los paneles solares fotovoltaicos en el año (t)
 6. Tipo de interés hipotecario medio anual para el año (t)
- 2. Módulo de demanda comercial (CDM):** proyecta el consumo de energía en el sector comercial por división del censo, tipo de edificio y categoría de uso final (incluidos los usos de energía distintos de los de construcción) y se basa en los precios de suministro de energía, el menú de equipos disponibles, la disponibilidad de fuentes renovables de energía y cambios en la superficie comercial.

El MDL utiliza un enfoque de simulación para proyectar las demandas de energía del sector basado en la última Encuesta de Consumo de Energía de Edificios Comerciales (CBECS) para informar las suposiciones para el año base del MDL. El módulo lleva a cabo un análisis económico explícito y basado en ingeniería de los usos finales energéticos de los edificios para calefacción, refrigeración, calefacción de agua, ventilación, cocina, iluminación y refrigeración. La informática y otros usos finales se modelan con menos detalle. Estos usos finales se modelan para 11 categorías de edificios comerciales a nivel de división del censo.

De acuerdo a la estructura del CDM posee un submódulo de generación distribuida y calor y energía combinados (CHP – cogeneración). Este submódulo proyecta la generación de electricidad y el agua y la calefacción de espacios suministrada por tecnologías de generación distribuida y el correspondiente consumo de combustible. La cogeneración representa los niveles históricos de generación de electricidad. Además, la instalación impulsada por el programa de sistemas solares fotovoltaicos, pequeñas turbinas eólicas y celdas de combustible se ingresa en base a la información del formulario EIA 860, el Departamento de Energía de EE. UU., El Departamento de Defensa de EE. UU., La Asociación de Industrias de Energía Solar, la American Wind Energy Association, el Interstate Renewable Energy Council y programas estatales.

Las proyecciones de generación de electricidad distribuida y cogeneración se desarrollan con base en un enfoque detallado de flujo de caja. La penetración de las tecnologías de generación distribuida y de cogeneración es una función de los años de

recuperación, que se calculan en función de la tasa interna de retorno (TIR)⁴² de la inversión. Cabe destacar que para la elección de tecnología se consideran diferentes niveles de servicios energéticos demandados, en este sentido presume que los consumidores comerciales compran equipos que utilizan energía utilizando uno de los tres tipos de decisión para satisfacer la demanda del servicio: Nuevo: demanda de servicios en edificios de nueva construcción (construidos en el año de proyección actual); Reemplazo: demanda de servicio que antes se satisfacía retirando equipos (equipos que están al final de su vida útil y deben ser reemplazados) y Reacondicionamiento: demanda de servicio que anteriormente se satisfacía con el equipo al final de su vida económica (equipo con una vida útil restante que, sin embargo, está sujeto a retiro por motivos económicos).

Ambos módulos estiman el stock de equipos para los principales servicios de uso final, incorporando evaluaciones de tecnologías avanzadas, representaciones de tecnologías de energía renovable y los efectos de los estándares tanto de la carcasa del edificio como de los electrodomésticos. Los módulos también incluyen proyecciones de generación distribuida.

Los módulos residenciales y comerciales utilizan diferentes criterios para determinar los niveles de adopción de GD. Estos diferentes enfoques reflejan los diferentes métodos utilizados por individuos y empresas al tomar decisiones de inversión. El módulo residencial estima la penetración de las unidades solares fotovoltaicas mediante el uso de un modelo econométrico de obstáculos, que utiliza datos de entrada a nivel de código postal como: Ingreso medio, Densidad de población de hogares, Tarifas de electricidad, Irradiación solar media anual, Tasas de interés hipotecarias medias, Capacidad fotovoltaica instalada actual.

En cambio, el módulo comercial evalúa los costos después de los incentivos, con base en la tasa interna de rendimiento (TIR) utilizando un análisis de flujo de efectivo de 30 años para determinar el período de recuperación de las diferentes tecnologías de GD. El modelo determina el potencial de mercado máximo para cada tecnología en función del período de recuperación, luego utiliza un modelo de difusión de Bass (BDM) para proyectar la penetración como una fracción del potencial de mercado máximo general. (EIA, 2020)

3. Módulo de demanda industrial (IDM): modelo energético anual⁴³, que fue diseñado para proyectar el consumo de energía industrial por tipo de combustible e industria,

⁴² En el Módulo de demanda comercial (CDM) la Tasa interna de retorno (TIR) se calcula a partir del flujo de caja anual (que se define como los ahorros de energía e impuestos menos los gastos de capital, combustible y mantenimiento). Este cálculo se basa en una búsqueda iterativa del Método Gauss-Sidel que encuentra la tasa de descuento que hace que el valor actual neto de la corriente de flujos de caja sea igual a cero. El criterio de convergencia es que la TIR calculada haya cambiado menos de 0,0005 con respecto a la iteración anterior. En el caso de que no se logre la convergencia después de 100 iteraciones, la TIR se establece en cero, por ende, la recuperación (simple con valor real) se establece como máximo 29 años.

⁴³ No proyecta variaciones estacionales o diarias en la demanda o los precios del combustible

estas últimas son clasificadas según NAICS⁴⁴. El IDM proyecta el consumo de energía para calor y electricidad, y materias primas en cada uno de los grupos industriales, sujeto a los precios de entrega de la energía y las variables macroeconómicas que representan el empleo y el valor de los envíos para cada industria.

Las industrias se clasifican en tres grupos: manufactura intensiva en energía, manufactura no intensiva en energía y no manufactura. El nivel y tipo de modelado y la atención al detalle es diferente para cada uno. De las ocho industrias de uso intensivo de energía, siete se modelan en el Módulo de demanda industrial, incluidos los componentes que consumen energía para caldera / vapor / calor y energía combinados, edificios y uso de energía de proceso / ensamblaje. El uso de energía para el refino de petróleo y la producción de otros líquidos (la octava industria manufacturera intensiva en energía) se modela en el Módulo de Mercado de Combustibles Líquidos, y el consumo proyectado se incluye en los totales industriales.

Además, se incluye en este sector no solo de las manufacturas, sino también a las industrias no manufactureras de la agricultura, la minería y la construcción. Estas industrias dispares van desde actividades de gran intensidad energética hasta actividades no intensivas en energía. Las industrias de uso intensivo de energía se modelan a un nivel desagregado de modo que los cambios proyectados en la composición de los productos elaborados se tengan en cuenta automáticamente al calcular el consumo de energía.

Dada la heterogeneidad del sector, variedad de industrias, productos, equipos, tecnologías, procesos y usos energéticos. El IDM utiliza la elección de tecnología para caracterizar el cambio tecnológico. Las industrias manufactureras se modelan utilizando un modelo de flujo de procesos que permite cambios en la tecnología a lo largo del tiempo. Por ejemplo, los modelos de la industria del cemento y la cal, el aluminio, el vidrio, el hierro y el acero y la pulpa y el papel se han ampliado para utilizar los datos tecnológicos que se encuentran en el Sistema de modelado de impactos consolidados (CIMS) y permitir un modelado tecnológico más detallado. Y para otras industrias, se pueden definir datos de tecnología específicos para cada paso del proceso de producción o uso final, pero actualmente todas las demás industrias utilizan el enfoque del modelo de uso final. (EIA, 2018)

Cabe destacar que NEMS No requiere licencias para acceder o usarlo, pues EIA proporciona acceso a través de su programa de “archivo modelo”, el cual incluye el código fuente (en Fortran) del modelo y los datos de entrada del caso de referencia. Diseñado como una aplicación compatible con Microsoft Windows que requiere de optimizador (Ver detalle sección 5.3).

⁴⁴ North American Industry Classification System (En español Sistema de Clasificación de la Industria de América del Norte)

5.1.3 HOMER

HOMER Energy es una empresa privada que ofrece servicios de formación, de asesoramiento y análisis, y herramientas comunitarias a la industria, servicios públicos, gobiernos, investigadores y a los especialistas de la industria energética que deseen analizar y optimizar sistemas de energía distribuida y sistemas que incorporan altas penetraciones de fuentes de energía renovable.

Esta empresa posee el software “Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER)” que establece un estándar global para la toma de decisiones con respecto a la combinación óptima de recursos, configuración del sistema y costos de capital y operativos en los sistemas de energía renovable y las microrredes.

HOMER es un modelo informático que permite evaluar las opciones de diseño para sistemas de energía conectados a la red y fuera de la red para aplicaciones de generación distribuida remotas e independientes. Los algoritmos de análisis de sensibilidad y optimización de HOMER permiten a los usuarios de todo el mundo evaluar la viabilidad económica y técnica de una gran cantidad de opciones tecnológicas y tener en cuenta la incertidumbre en los costos de la tecnología, la disponibilidad de recursos energéticos y otras variables. HOMER se puede utilizar para diseñar y analizar sistemas de energía híbridos, que contienen una combinación de generadores convencionales, cogeneración, turbinas eólicas, energía solar fotovoltaica, baterías, pilas de combustible, energía hidroeléctrica, biomasa y entre otros.

Funcionamiento de HOMER

HOMER simula la operación de un sistema realizando cálculos del balance energético para cada periodo de tiempo, pudiendo ser utilizado para proyectar múltiples años, permitiendo a los usuarios ejecutar cualquiera de los productos del software HOMER durante la vida útil del proyecto. Para esto, HOMER compara la demanda eléctrica y térmica con la demanda que HOMER simula, que puede ser satisfecha en ese periodo y calcula los flujos de energía que componen el sistema. Para sistemas que incluyen baterías o generadores de energía, HOMER también decide cómo operar los generadores y si carga o descarga las baterías. (HOMER Energy, 2015)

Luego de simular todas las posibles configuraciones del sistema, HOMER muestra una lista de configuraciones, ordenadas por costo actual neto (también llamado “costo del ciclo de vida”), las cuales se pueden utilizar para comparar distintas opciones de diseño del sistema.

Una vez definidas las variables de sensibilidad de entrada, HOMER repite el proceso de optimización para cada variable a sensibilizar. Por ejemplo, si se define la radiación solar como variable a sensibilizar, HOMER simulará las configuraciones del sistema para el rango de radiaciones especificadas.

HOMER cuenta dos modelos distintos "Homer Pro" y "Homer Grid". Ambos permiten:

- Determinar la configuración del sistema de generación distribuida híbrida de menor costo y los costos y beneficios que brinda el sistema.
- Comprender la economía del sistema de energía híbrida y la ingeniería para equilibrar la oferta y la demanda de energía.
- Gráficos, vistas e informes casi ilimitados sobre todos los sistemas posibles, tanto desde una perspectiva económica como de ingeniería.

El objetivo de HOMER es encontrar la combinación de equipos de menor costo para satisfacer las necesidades. La cantidad de formas posibles de combinar equipos es de miles o decenas de miles de posibilidades. HOMER considera una simulación cronológica del sistema eléctrico durante todo un año. En el año 2016, la compañía lanzó el HOMER Optimizer, el cual solo necesita que se especifique una ubicación, la energía que debe ser satisfecha y algunas estimaciones de costos para diferentes componentes (tales como dólares por kW para paneles solares FV). Cuenta con costos predeterminados, pero estos son solo puntos de partida.

En cuanto a las diferencias de los distintos modelos, HOMER Pro tiene como enfoque principal las microrredes o los servicios públicos de islas, pero también puede modelar redes no confiables, extensión de la red y una amplia gama de estrategias de control. Simula, optimiza y analiza el diseño de su sistema eléctrico utilizando recursos, perfiles de carga y componentes para ofrecer la solución de menor costo y estrategias económicas de mitigación de riesgos. Este permite simular el funcionamiento de una microrred híbrida en intervalos de tiempo de un minuto a una hora para múltiples años, y examinar todas las combinaciones posibles de equipos, presentando opciones que puede seleccionar para crear un sistema óptimo.

Por otro lado, HOMER Grid fue diseñado para modelar desde energía solar más almacenamiento hasta sistemas más complejos, incluidos eólicos, generadores de respaldo, entre otros. Este modelo realiza rápidamente cálculos complejos para comparar múltiples componentes y resultados de diseño, identificar puntos en los que diferentes tecnologías se vuelven competitivas en costos, de manera de determinar la mejor combinación de recursos para la solución de menor costo, y diseñar un sistema con la tasa de retorno más alta posible, minimizando el riesgo del proyecto y reducir los gastos de energía.

A continuación, se presenta una tabla resumen comparativa de los distintos modelos:

Tabla 5: Comparación entre modelos HOMER Pro y HOMER Grid

	HOMER Pro	HOMER Grid
Aplicaciones	<ul style="list-style-type: none"> -Microrredes en islas. -Acceso a energía/electrificación rural. -Redes no confiables. -Extensiones de redes. 	<ul style="list-style-type: none"> -Alcance comercial, incluyendo sistemas de almacenamiento. -Reducción del cargo por demanda, arbitraje energético, autoconsumo.

	HOMER Pro	HOMER Grid
Tarifas	-Se deben crear tarifas manuales. -Permite tarifas por tiempo de uso y tarifas en tiempo real.	-Se deben crear manualmente las tarifas complejas. -Además de la posibilidad de usar tarifas de tiempo de uso y tarifas de tiempo real, permite la inclusión de estructuras tarifarias complejas, tales como tarifas escalonadas, tarifa elevada en horario punta o tarifas de invierno, entre otras. -Se puede modificar cualquier tarifa existente.
Incentivos	-No considera.	-Plantillas de incentivos personalizadas: depreciación basada en la producción, en la capacidad o en el capital. -Ciertos incentivos específicos: crédito fiscal por inversión, programa de incentivos para la autogeneración, bonos de depreciación.
Despacho	Cuenta con seis opciones de despacho para minimizar el costo de energía en cada momento (sin capacidad de reducción de picos).	Despacho de reducción de picos para optimizar los límites de demanda mensual, utilizando previsión inteligente.
Componentes (suministro de energía)	-Eléctrico: energía solar FV, almacenamiento, convertidores, eólico, componente personalizado, hidrocinético, interconexión de red de servicios públicos. -CHP: controlador de carga térmica, caldera, calentador eléctrico. -Hidrógeno: reformador, electrolizador, tanque de hidrógeno.	-Eléctrico: energía solar fotovoltaica, almacenamiento, convertidor, generador, viento, interconexión a la red de servicios públicos. -Calor y energía combinados: controlador de carga térmica, caldera, calentador eléctrico.
Confiabilidad de la red	Redes no confiables, que tienen cortes frecuentes.	Redes principalmente confiables, pero con posibles preocupaciones por cortes prolongados poco frecuentes (por ejemplo, desastres) o cortes más cortos e impredecibles (cortes no programados).

Fuente: (HOMER Energy, s.f.)

Además, de manera complementaria al HOMER Pro, existe el HOMER QuickStart, herramienta online simplificada para optimizar la economía de pequeños sistemas de energía fuera de la red y comprender lo que podría ser posible para una ubicación determinada. Complementaria al HOMER Pro, que permite la comprensión básica de cómo funcionan los sistemas. El único requisito absoluto es la ubicación del proyecto y alguna idea sobre el patrón de uso y la cantidad de electricidad requerida.

Cabe destacar que HOMER es de código cerrado, teniendo un costo que va desde USD\$ 42 a USD\$ 65 mensuales por contratar el servicio, pudiendo agregar módulos específicos que tienen un valor entre USD\$ 10 y 20 cada módulo. Incluye optimizador propio (HOMER optimizar) el cual puede ser activado si se desea. Funciona en todos los sistemas operativos de Windows que son compatibles con Microsoft.

5.2 Ejemplos de utilización de modelos en países

5.2.1 Brasil

En Brasil, las concesionarias de distribución de electricidad están sujetas a la regulación de la Agencia Reguladora de Electricidad (ANEEL), siendo la distribución de electricidad altamente centralizada y estrictamente regulada por el estado. Dado esto, el estudio "Generación distribuida fotovoltaica en Brasil – Innovación tecnológica, escenarios metodológicos y marcos regulatorios" (CEPAL, GIZ, 2019) busca comprender qué tipo de perspectivas existen para la difusión de generación distribuida fotovoltaica en Brasil. Para esto, se consideraron dos proyecciones: una con metodología de línea base, donde las tendencias en política y protección social permanecen constantes durante las próximas dos décadas; y otro escenario alternativo, donde las políticas incentivan el uso de energía solar a través de exenciones de impuestos, financiamiento y programas de instalación.

El modelo matemático utilizado para estimar las tasas de difusión corresponde al Modelo de Difusión de Bass, el cual permite representar con precisión las tasas de difusión de micro y mini sistemas de generación fotovoltaica.

$$\frac{f(t)}{1 - F(t)} = p + \frac{q}{m} * N(t)$$

Donde:

- f(t): probabilidad de adopción en el periodo t;
- F(t): distribución acumulada de adoptantes en función del tiempo;
- p: coeficiente de innovación;
- q: coeficiente de imitación;
- m: mercado potencial;
- N(t): número acumulado de adoptantes hasta el periodo t.

El parámetro p representa la proporción de la población que implementa la nueva tecnología. El estudio de (CEPAL, GIZ, 2019) considera que solo una parte de la población es propensa al consumo de nuevos productos. El parámetro q es relacionado con la proporción de la población que se siente atraída por el producto a través del "boca a boca". Así, el modelo de Bass asume que la probabilidad de que los consumidores se sientan atraídos por el producto aumenta de acuerdo con la cantidad de personas que elogian el éxito del producto en años anteriores (Konzen, 2014).

Para estimar el mercado potencial de generación solar distribuida en Brasil, se utilizan los niveles de ingresos como parámetros, determinando un número máximo de hogares elegibles basado en el salario bruto. Se considera solamente este parámetro ya que de acuerdo a la regulación brasileña de un sistema *net metering* virtual⁴⁵, no existen restricciones técnicas para adoptar tecnología fotovoltaica ya que se puede instalar en cualquier lugar que tenga condiciones favorables, independientemente del espacio disponible in situ.

De acuerdo a (Konzen, 2014), la incorporación de tecnología fotovoltaica se estima en base a factores económicos y atractivo financiero de la inversión, lo cual se calcula mediante la siguiente ecuación de *payback*:

$$n = \frac{\ln\left(\frac{1}{1 - [(I_0 * r)/FC]}\right)}{\ln(1 + r)}$$

Donde:

- n: *payback* (años)
- I_0 : inversión
- r: tasa de descuento⁴⁶
- FC: Flujo de caja

Las principales críticas a este enfoque están relacionadas con el hecho de que el *payback simple* no considera el costo de oportunidad del periodo de tiempo dado.⁴⁷ De todas formas, se selecciona este *payback* para le desarrollo de los cálculos.

Para estimar la cuota máxima de mercado, se utiliza la siguiente ecuación:

$$mms = e^{-SPB * TPB}$$

Donde:

- mms= mercado potencial en función del tiempo, hasta el retorno de la inversión;
- PBS: sensibilidad de recuperación de la inversión. Representa el atractivo de la inversión en función de su tiempo de recuperación. El valor de este parámetro para Brasil corresponde 0,3 (CEPAL, GIZ, 2019) .

⁴⁵ Actualmente, el excedente de energía generado por un cliente que posee un micro o minisistema se inyecta a la red. Luego, en el mes siguiente se resta los kWh consumidos de la cuenta de electricidad. De esta forma, la energía inyectada a la red termina siendo valorada según la tarifa establecida para los consumidores comunes. Sin embargo, el regular brasileño ANEEL se encuentra evaluando la posibilidad de disminuir la compensación por inyección a la red, proponiendo que los actuales mecanismos de pago se utilicen únicamente hasta que cada distribuidora alcance cierto nivel de capacidad instalada de generación distribuida.

⁴⁶ En el documento no se detalla el valor utilizado para la tasa de descuento. Eso sí, se señala que se realizó lo mismo que en el documento de (Konzen G. , 2014), en donde se menciona que cada individuo considera una tasa de descuento para sus inversiones, por lo cual consideran impreciso utilizar una única tasa de descuento, dejando como referencia (RAI & SIGRIN, 2012). En este documento, se destaca que se encuentran las tasas de descuento varían entre el 6% y 18% para los distintos compradores. Para evaluar diferentes políticas, se asume una tasa anual de descuento de 10% para todos los adoptantes.

⁴⁷ Un indicador mejorado corresponde al *payback* descontando, el cual modifica la ponderación que se le da a los flujos en los distintos periodos de tiempo, la cual es igual en el caso del *payback simple*.

De esta forma, se estima el total de hogares que optan por adoptar tecnología fotovoltaica en función de la siguiente ecuación:

$$ah = m * mms * F(t)$$

Donde:

- ah: número de hogares que instalan sistemas FV;
- m: mercado potencial;
- mms: cuota máxima de mercado;
- F(t): distribución acumulada de los hogares en función del tiempo (en años).

Como se mencionó anteriormente, se realizan dos escenarios de evolución de capacidad instalada de GD distribuida fotovoltaica: un escenario base y un escenario alternativo. Este último, considera que el gobierno instalará paneles solares en escuelas, edificios públicos, hospitales y en áreas de bajos ingresos donde es más probable que los residentes sean socialmente vulnerables. Además, se contempla la implementación de un incentivo económico para la instalación de sistemas fotovoltaicos en edificios públicos. El Gobierno utilizaría recursos de la Cuenta de Desarrollo Energético para financiar una tarifa social y se estima que gastará USD 265 millones anuales para instalar sistemas fotovoltaicos a gran escala (CEPAL, GIZ, 2019). A continuación, se presenta la evolución de la capacidad instalada de GD fotovoltaica para el escenario base y el escenario alternativo.

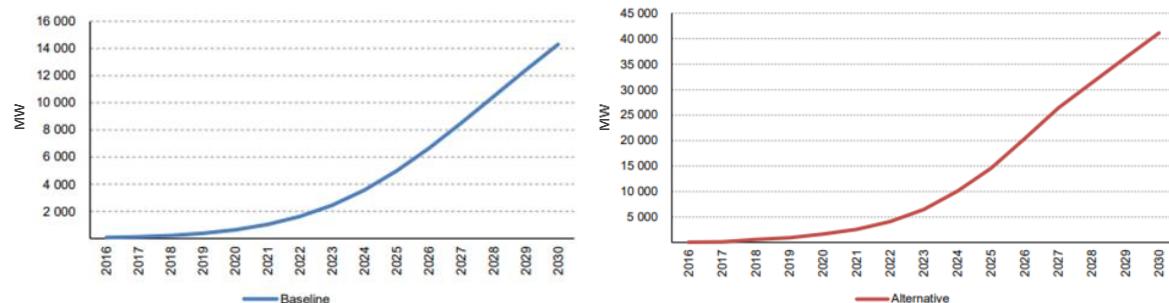


Figura 32: Evolución de la capacidad instalada de GD fotovoltaica proyectada para los años 2016-2030 (MW). Izquierda: Escenario Base. Derecha: Escenario Alternativo.

Fuente: (CEPAL, GIZ, 2019)

La Figura 32 muestra que en el escenario base se alcanza una generación de 14 GW al año 2030, mostrando una tasa de crecimiento exponencial. Se espera que haya un punto de inflexión después del 2030, ya que la mayoría de las personas que pueden instalar paneles solares en sus hogares ya lo habrán hecho. En el caso del escenario alternativo, se evidencia un aumento significativo, alcanzando 46,3 GW al año 2030. Este continúa aumentando incluso después del 2030, ya que la tecnología fotovoltaica se vuelve cada vez más accesible para todos.

De esta forma, se pueden observar los resultados obtenidos en la aplicación del Modelo de Bass y de estimación de *payback* para Brasil, en donde los principales resultados arrojan la importancia que tienen las regulaciones y políticas en la adopción de tecnologías fotovoltaicas

y lo importante de poder considerar esto en los escenarios de penetración de generación distribuida.

5.2.2 Alemania

Con el fin de fomentar el uso de sistemas solares fotovoltaicos, en el año 2000 en Alemania se aprobó la Ley de Energía Renovable (Ernewbare Energie Gesetz (EEG)). De acuerdo a esta ley, los propietarios de sistemas fotovoltaicos pueden vender la electricidad generada a la red a un precio garantizado por 20 años (*Fit-in Tariff*(FiT)). Cuando se introdujo esta ley, la FiT era mucho mayor que el precio de la red eléctrica, por lo que toda la energía renovable generada se introdujo en la red para maximizar las ganancias de los propietarios. (BNetzA, 2015)

Debido a este importante apoyo gubernamental, la industria renovable en Alemania, en particular los sistemas solares FV, crecieron rápidamente entre los años 2004 y 2012, aumentando la proporción de energía derivada de fuentes renovables aumentaron de 11,5% a 31%. A pesar de los altos niveles de adopción fotovoltaica en Alemania durante dicho periodo, la tasa de adopción se ha ralentizado posteriormente, principalmente debido a enmiendas al EEG para reducir el FiT a un precio por debajo del precio de la red eléctrica, lo que vuelve las inversiones en energía solar menos rentables. Un precio alto incentiva a los propietarios a instalar almacenamiento local y cumplir con gran parte de sus necesidades de generación local.

Alemania cuenta con un programa “microFiT” dirigido a propietarios y pequeñas empresas, con una capacidad máxima de generación de 10 kW.

Para estudiar como seguirá comportándose el mercado Alemán, en el documento de (Adepetu, Alyousef, Keshav, & de Meer, 2018) se utilizan Modelos Basados en Agente (ABM por sus siglas en inglés, más detalle en sección 3.1.1), los cuales se basan en que los agentes tienen determinadas propiedades y comportamientos, interactuando entre sí y con su entorno. Para configurar el ABM, se modela a los propietarios como agentes que están influenciados por sus redes sociales al comprar sistemas fotovoltaicos incluyendo baterías. Para esto, se considera la categorización de Bass, la que considera a los adoptantes como innovadores, primeros en adoptar, mayoría temprana, mayoría tardía y rezagados. Los innovadores tienden a adoptar nuevos productos sin ningún tipo de influencia mientras que los rezagados adoptan productos comunes. Más detalle del modelo de Bass se puede encontrar en la sección 3.1.2.

El objetivo es modelar los factores racionales e irracionales que afectan el comportamiento del agente, es decir, comprar sistemas de baterías FV y consumir electricidad. Dentro de los factores racionales que pueden influenciar a los agentes se encuentra el costo del sistema y el retorno de la inversión anual. Los factores irracionales incluyen el impacto percibido de los sistemas fotovoltaicos en el entorno físico, conocimiento previo de los sistemas fotovoltaicos y susceptibilidad a la influencia social.

Para estimar la generación solar FV se utiliza el modelo HOMER (ver sección 5.1.3), basándose en la radiación medida por las estaciones solares en Alemania. Para determinar los parámetros

del agente, se realiza una encuesta a los residentes de Bavaria, en Alemania y se les pregunta sobre sus actitudes hacia la compra de sistemas fotovoltaicos con baterías. Específicamente, se les preguntó a los encuestados qué sistemas solares y de almacenamiento considerarían comprar y cuánto les importan factores como el costo del sistema. Se agregan preguntas de control para verificar si los encuestados estaban prestando atención a las preguntas. De las 520 respuestas recibidas a la encuesta, 150 fueron consideradas válidas, ya que respondieron correctamente a la pregunta de prueba de atención.

Mediante la utilización de regresiones y de validación cruzada, se encuentra una función de decisión para la selección de las características de los agentes. A partir de esto, se observa que el periodo de recuperación, el presupuesto del encuestado, preocupación por el medioambiente y el efecto social declarado tienen un impacto significativo en las decisiones de compra de sistemas fotovoltaicos. Con base en el modelo ABM y los comportamientos típicos de los agentes, se concluye que la función de decisión se encuentra bien modelada por los parámetros obtenidos a través de la regresión logística.

Para validar los resultados, se compara la adopción prevista con la adopción histórica entre 2004 y 2014. Suponiendo que solo la población compraba contratos FiT y considerando los valores históricos de FiT, precios de sistemas FV, precios de baterías, precios de la electricidad, el ajuste más cercano y el error más bajo con una distribución normal de umbral social de $\mu = 0,26$ y $\sigma = 0,18$. La Figura 33 presenta el ajuste de la simulación.

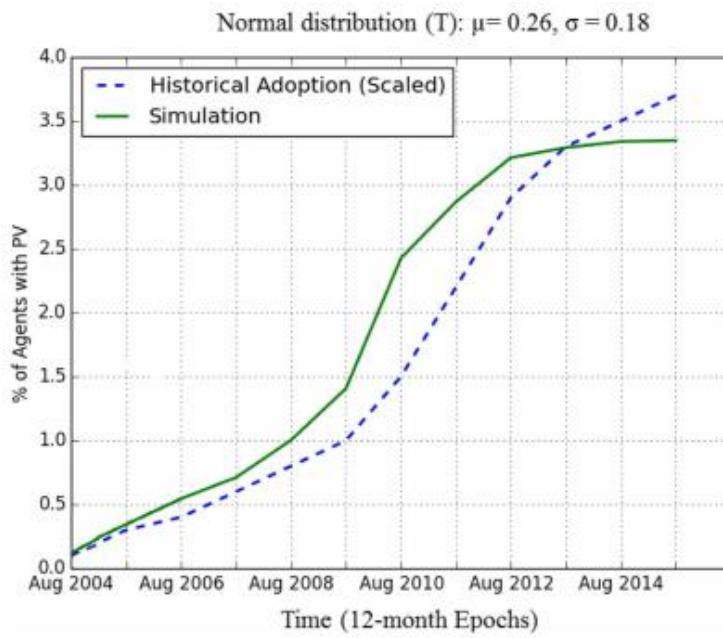


Figura 33: Adopción histórica y simulación de la adopción de sistemas FV en Alemania
Fuente: (Adepetu, Alyousef, Keshav, & de Meer, 2018)

Se estudian diferentes escenarios de acuerdo a las políticas y regulaciones que podrían implementarse en los siguientes años. Estos escenarios consideran un escenario base, un escenario de reducción de los precios de sistemas FV, un escenario de aumento del precio de la electricidad y un escenario de reducción de precios de baterías. La tasa más alta de adopción

(28%) se alcanza cuando el precio de la electricidad aumenta 2,4 veces, mientras que en el escenario base se considera un aumento del 1,6 veces, y los precios de los sistemas FV se reducen simultáneamente, de acuerdo a los valores del coeficiente de reducción de precio de sistemas FV señalado en la Figura 34.

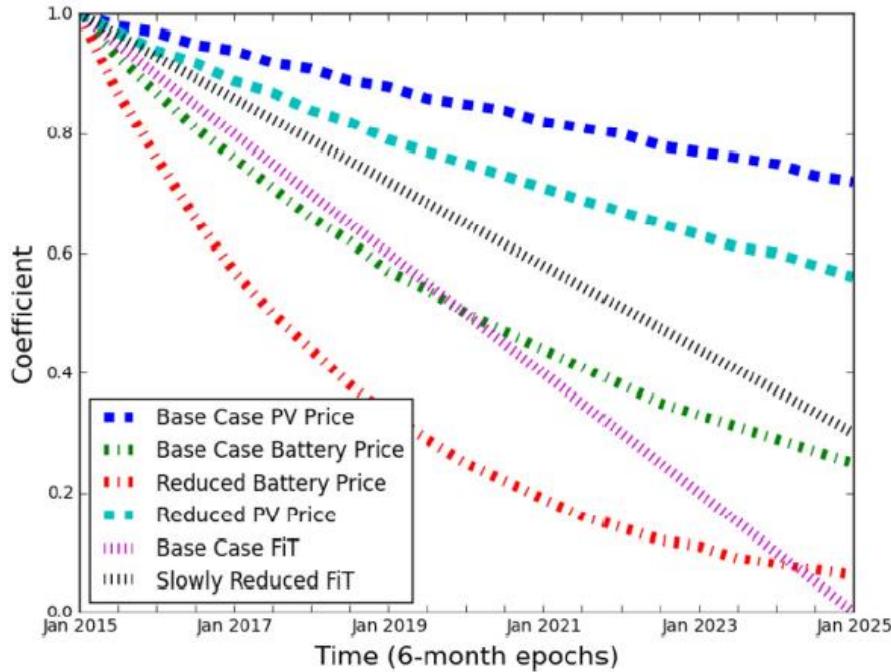


Figura 34: Coeficiente de precios de sistemas FV, baterías y tarifas FiT en Alemania.

Fuente: (Adepetu, Alyousef, Keshav, & de Meer, 2018)

Además, se evidencia que aumentar el precio de la electricidad impacta significativamente la adopción fotovoltaica. La Figura 35 presenta los diferentes escenarios.

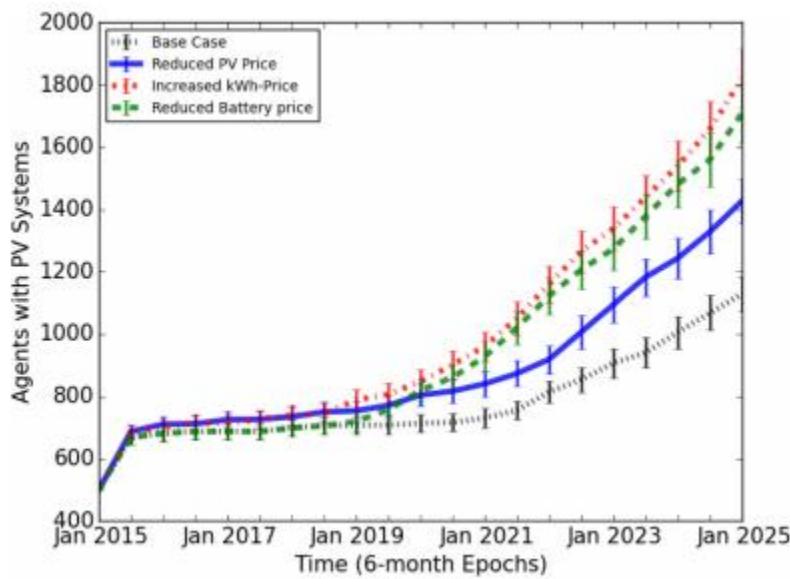


Figura 35: Adopción de sistemas FV en diferentes escenarios

Fuente: (Adepetu, Alyousef, Keshav, & de Meer, 2018)

Se destaca que en la implementación de este modelo se deben buscar fuentes de datos adecuadas para modelar cada región o país. Además, los parámetros de ABM, como la función de decisión de compra, fueron determinados mediante la realización de encuestas a la población objetivo, con el fin de reflejar con precisión los sesgos de la población. Mediante este enfoque, se pueden estimar las proyecciones de adopción de sistemas FV antes de implementar las políticas. Con la selección adecuada de los parámetros de ABM, los modelos son capaces de modelar la adopción histórica a un grado razonable de precisión.

5.2.3 Estados Unidos – California

En Estados Unidos cada estado tiene competencias para fijar la normativa que regula el autoconsumo energético. La modalidad mayormente difundida en el territorio americano es la de *net metering* (Medición Neta o Balance Neto). En la actualidad existen más de 35 estados en donde se encuentra regulado el autoconsumo, en todos ellos se aplican distintas variaciones de políticas de *net metering*.

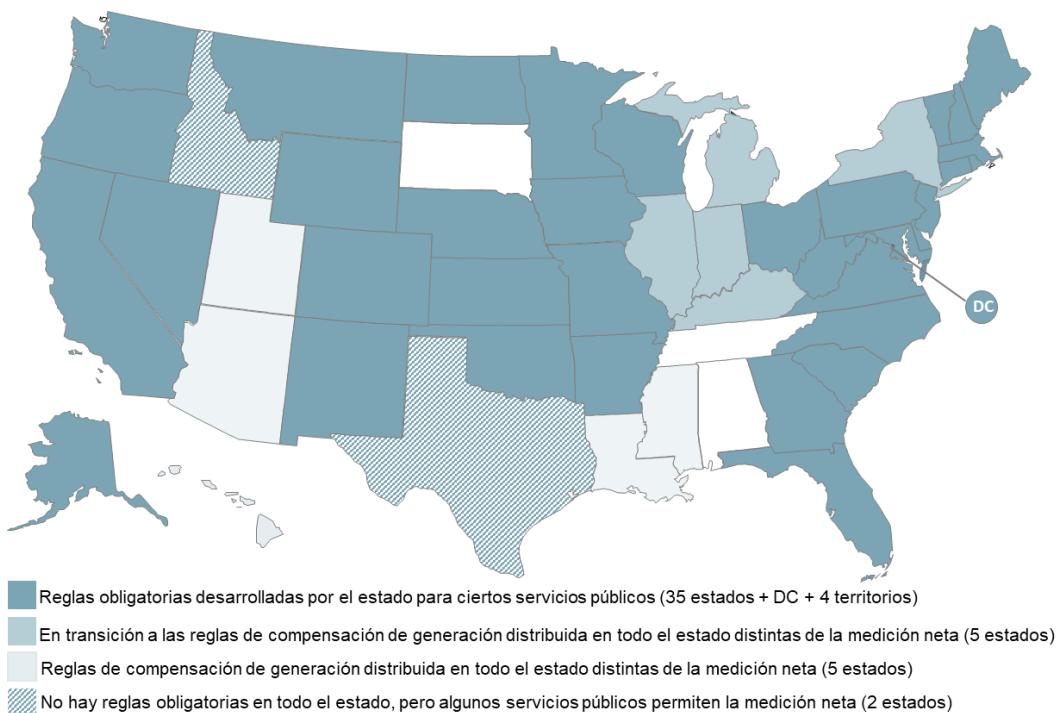


Figura 36: Situacion del *net metering* en los estados de EE.UU (actualizacion junio 2020).

Fuente: (DSIRE, 2020)

Especialmente California se ha convertido en un estado de particular interés en materia de energías renovables y generación distribuida, por la abundancia de recursos naturales que posee, siempre ha contribuido al desarrollo, promoción y uso de las energías renovables en su territorio. En este sentido desde la década del 80, la generación distribuida en California ha crecido en colaboración con las normas y programas que incentivan este tipo de producción

energética. Algunas normas y programas existentes en este estado con relación a la generación distribuida son:

- Norma de Interconexión: las empresas de servicios eléctricos tienen procedimientos para interconexión de la generación distribuida. Las pequeñas instalaciones ocupan el "Reglamento 21" y las grandes instalaciones ocupan el "Procedimiento de Interconexión para Pequeños Generadores".
- Norma de Medición Neta de Energía (NEM): acuerdo de facturación especial que proporciona crédito a los clientes con sistemas de generación distribuida (como sistemas solares fotovoltaicos) por el exceso de electricidad que genera su sistema. Las empresas de servicios eléctricos poseen tarifas de medición neta de energía, las cuales están disponibles para las siguientes fuentes de energía: solar fotovoltaica, eólica, celdas de combustibles y biogás.
- Normas de Adquisición de Energía: las empresas de servicios eléctricos tienen una variedad de programas de adquisición de energía, especiales para recursos distribuidos que exportan electricidad a la red.
- Programas de Incentivos: apoyo financiero de programas para proveer incentivos a los pequeños recursos distribuidos de energía renovable, que están diseñados para abastecer consumos propios (sin exportación).

Algunos programas patrocinados por el gobierno que han sido estimulado el crecimiento de la GD son: el *Programa de Renovables Emergentes (ERP)* de la Comisión de Energía de California fue financiado como resultado de AB 1890⁴⁸ y brindó apoyo a proyectos renovables emergentes en el lado del cliente del medidor. El *Programa de Incentivos para la Autogeneración (SGIP)* de la CPUC (Comisión de Servicios Públicos de California), que se inició en respuesta a la crisis energética de 2001, ofrecía incentivos para proyectos de GD ubicados en sitios de clientes de servicios públicos. El programa SGIP apoyó una variedad de tecnologías de generación distribuida que incluyen energía solar fotovoltaica (PV), eólica, celdas de combustible y otras tecnologías convencionales. Cuando el *programa California Solar Initiative (CSI)* y varios programas relacionados comenzaron en 2007 como resultado del Proyecto de Ley del Senado (SB) 1, con el objetivo de promover 3.000 MW de energía solar distribuida en el estado, el apoyo a la energía solar fotovoltaica las tecnologías se trasladaron del programa SGIP al programa CSI. Sin embargo, nuevos programas se han lanzado para promover más GD en el estado; tanto en el lado del cliente del medidor como en el lado mayorista (Tabla 6), y las instalaciones se han incrementado dramáticamente bajo los programas existentes (California Public Utilities Commission, 2013).

⁴⁸ Assembly Bill, en español "Ley de Reestructuración de la Industria de Servicios Eléctricos" (Proyecto de Ley de la Asamblea 1890), que hace que la generación de electricidad sea competitiva en California.

Tabla 6: Programas de Incentivo de Generación Distribuida en California

Programas de GD para el cliente	Programas de GD mayoristas
<ol style="list-style-type: none"> 1. Iniciativa Solar de California (CSI) <ul style="list-style-type: none"> • Mercado general (GM) • Vivienda solar asequible multifamiliar (MASH) • Vivienda solar asequible para una sola familia (SASH) 2. Programas de servicios públicos de propiedad pública (POU) SB 1 3. Asociación de nuevas viviendas solares (NSHP) 4. Programa de incentivos de autogeneración (SGIP) 5. Programa de Transferencia de Crédito de Facturas de Autogeneración de Energía Renovable (RES-BCT) 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tarifa de alimentación (FIT) <ul style="list-style-type: none"> • Proyecto de ley de la Asamblea de 1969 (AB 1969) • Proyecto de ley del Senado 32 (SB 32) 2. Programas solares fotovoltaicos (SPVP) 3. Mecanismo de subasta de renovables (RAM)

Fuente: (California Public Utilities Commission, 2013)

Por otra parte, se han desarrollado varios modelos de difusión para describir la adopción de nuevos productos y tecnologías de generación distribuida. En el estudio “*A model for commercial adoption of photovoltaic systems in California*” (Wang, Johnson, & Johnson, 2017) donde se analizó una modelación de adopción de energía solar fotovoltaica comercial de California. En este se analizó como base el Modelo Bass (MB), el cual es un modelo simple pero efectivo, que describe la adopción empírica de una amplia gama de productos y servicios. El MB se amplió al Modelo de Bass Generalizado (GBM), al incluir variables de decisión como precio, esfuerzo de marketing, etc. En el MB los parámetros del modelo se estimaron mediante mínimos cuadrados ordinarios.

El modelo propuesto fue útil para explicar el impacto de las intervenciones a corto plazo, como un momento de cambio de opinión debido a incidentes sociales. Sin embargo, no explicó claramente los efectos de las intervenciones a largo plazo, como los programas de incentivos de energía solar fotovoltaica y la caída del costo de instalación de los sistemas fotovoltaicos en la adopción.

A partir del Modelo de difusión de Bass surge el Modelo de Bass Generalizado, de manera de poder incluir factores de esfuerzo de marketing, se describe a continuación:

$$\frac{f(t)}{1 - F(t)} = [p + qF(t)]x(t)$$

Donde:

- f(t): probabilidad de adopción en el periodo t;
- F(t): distribución acumulada de adoptantes en función del tiempo;
- p: coeficiente de innovación;

- q: coeficiente de imitación;
- x(t): esfuerzo de marketing actual; influencia de los factores del mercado en la tasa de adopción en el momento t.

Para el modelo de difusión se consideran los siguientes parámetros:

- M: población total de clientes.
- m: porción de M.
- c: tasa de adopción eventual c (0<c<1).

Para estimar los parámetros, utilizamos la observación de una serie de adopción histórica, que es el número de sistemas solares fotovoltaicos instalados en el intervalo de tiempo i.

$$m(t_i) = mp + (q - p)(mF(t_i)) - \left(\frac{q}{m}\right)(m * F(t_i))^2$$

En este caso para el Modelo De Adopción Fotovoltaica Solar Comercial para la elección de variables de decisión para aplicar el GBM, primero se deben elegir las variables de decisión apropiadas, dos variables explicativas tienen una influencia significativa en la adopción de PV: los costos del sistema PV instalado y los incentivos gubernamentales. Los costos del sistema fotovoltaico instalado incluyen el precio del módulo fotovoltaico y los costos que no son del módulo, como inversores, hardware de montaje, mano de obra, tarifas de permisos, y ganancias del instalador. Los incentivos gubernamentales incluyen programas de incentivos tanto a nivel federal como estatal. Pueden ser a nivel fedérala, el Crédito Fiscal a la Inversión (ITC)⁴⁹, por su parte a nivel estatal, se encuentran programas como, Iniciativa Solar de California (CSI)⁵⁰, Medición de Energía Neta (NEM)⁵¹, entre otros. Los incentivos gubernamentales tienen diferentes impactos en diferentes grupos de clientes comerciales. Según los tamaños del sistema fotovoltaico, los adoptantes se pueden dividir en 3 grupos: 0-10 kW-dc, 10-100 kW-dc y 100-1000 kW-dc.

Respecto al caso de estudio para validar la utilidad del GBM, los datos históricos de adopción de PV que se consideraron van de 2001 a 2014 en el territorio de servicio de Southern California Edison. Además, para los adoptantes de energía solar fotovoltaica de California, los principales programas de incentivos considerados incluyen el CSI a nivel estatal y el ITC a nivel federal.

Dentro de los conjuntos de datos que se incluyeron son: uso total de energía eléctrica de los clientes comerciales, información de los usuarios de energía solar fotovoltaica, costo histórico

⁴⁹ Implementa en 2006, que proporciona un crédito fiscal del 30% para los sistemas solares en propiedades residenciales y comerciales.

⁵⁰ El Programa CSI es un subconjunto de programas para ampliar el esfuerzo solar en California que comenzó en 2006, a cargo de la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC), y tiene como objetivo construir 3.000 MW de generación solar distribuida en California al tiempo que crea una industria solar autosuficiente sin subsidios de los contribuyentes para 2017.

⁵¹ Programa adoptado por la CPUC en 2016, que permite a los clientes que generan su propia energía ("clientes-generadores") atender sus necesidades de energía directamente en el sitio y recibir un crédito financiero en sus facturas de electricidad por cualquier excedente de energía que se devuelva a su servicio público. (más información en <https://www.cpuc.ca.gov/general.aspx?id=3800>)

del sistema fotovoltaico instalado e información histórica sobre aplicaciones de programas de incentivos.

El modelo de adopción de energía solar fotovoltaica es una herramienta útil para las evaluaciones de políticas, es decir el impacto de los incentivos gubernamentales, y la disminución del costo de los sistemas solares fotovoltaicos en la adopción.

Con respecto a la proyección del impacto de los programas de incentivos solares federales y estatales en la adopción, se consideraron como supuestos claves el CSI será cero después de 2015 y que en el programa ITC su tasa de crédito de inversión se supone que disminuirá del 30% en 2019 al 10% en 2022. Al establecer el CSI y / o el ITC en cero, se simula lo que habría sucedido con la adopción del sistema fotovoltaico solar comercial sin los programas de incentivos. Por ende se considera la capacidad de adopción acumulada de energía solar fotovoltaica sin ambos programas de incentivos como punto de referencia.

Como resultado de lo anterior se obtuvo la Figura 37 que muestra el aumento porcentual en la capacidad de adopción fotovoltaica acumulada debido a uno o ambos programas de incentivos. En esta se aprecia que en 2008, la provisión del programa CSI aumentó la adopción acumulada de energía solar fotovoltaica en un 14,9% en comparación con el caso de referencia, y el programa ITC aumentó la adopción acumulada de energía fotovoltaica en un 16,6%. Al implementar ambos programas de incentivos, la adopción acumulada de energía solar fotovoltaica aumentó en un 43,55% en comparación con el caso de referencia.

Según los resultados de las previsiones, el programa ITC tiene una mayor influencia que el programa CSI en la adopción comercial de energía solar fotovoltaica en California. Esto se debe a que la ITC ofrece más descuentos que la CSI, respecto al costo de instalación de los sistemas solares fotovoltaicos.

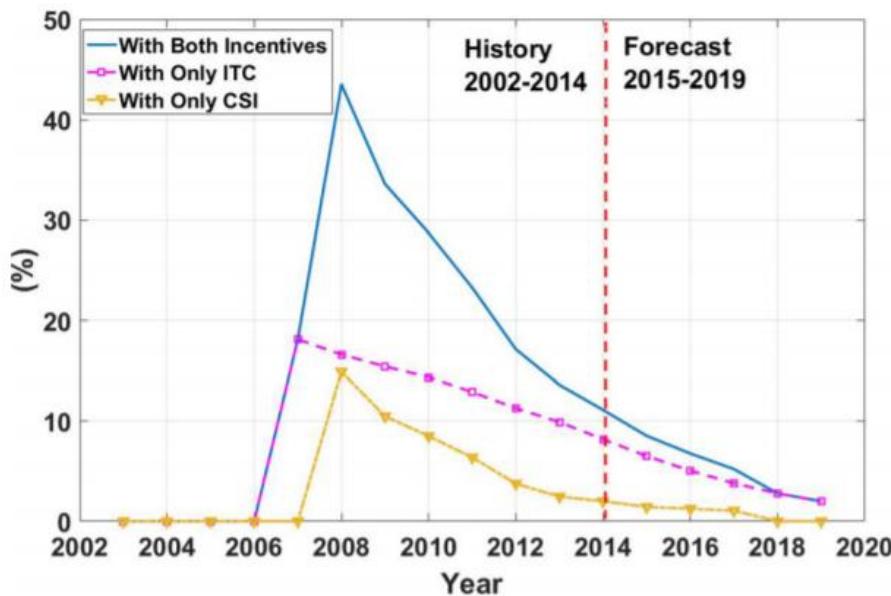


Figura 37: Aumento porcentual de la capacidad acumulada del sistema fotovoltaico solar instalado en diferentes escenarios de incentivos, 100-1000 kW-dc.

Fuente: (Wang, Johnson, & Johnson, 2017)

En cuanto al pronóstico del costo de los sistemas solares fotovoltaicos en la adopción, se observa la Figura 38 el impacto de la reducción del costo del sistema fotovoltaico solar en la adopción acumulativa del sistema fotovoltaico. Donde se muestra que en 2012, cuando el costo de la energía solar fotovoltaica disminuyó a la tasa histórica, la capacidad acumulada de adopción de la energía fotovoltaica es un 25,1% más alta que el caso de referencia, y si el costo disminuye a la mitad de la tasa histórica, la adopción acumulada es 9,9% más alto que el caso de referencia donde el costo se mantuvo al mismo nivel que el año 2001.

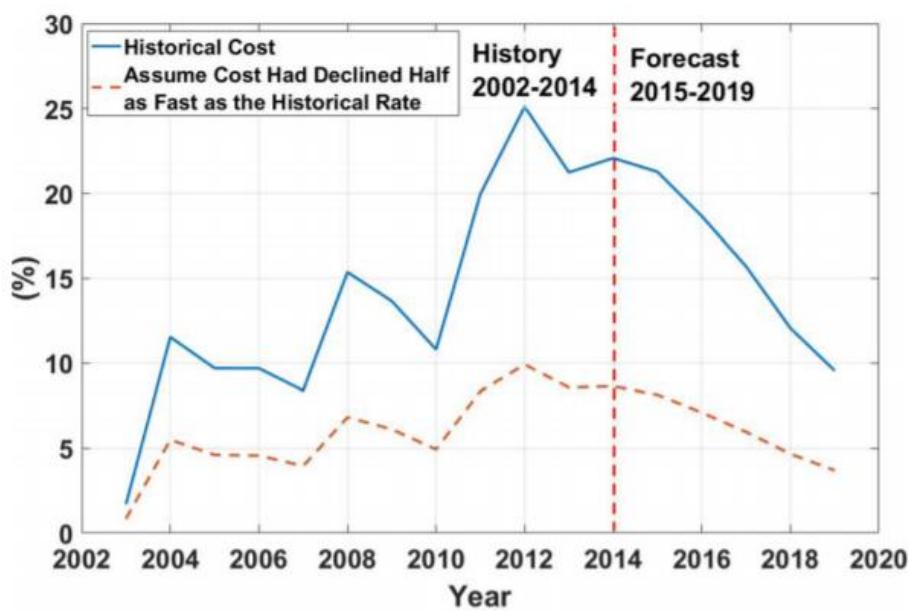


Figura 38: Aumento porcentual de la capacidad acumulada del sistema fotovoltaico solar instalado bajo diferentes supuestos de costo, 100–1000 kW-dc

Fuente: (Wang, Johnson, & Johnson, 2017)

5.3 Análisis comparativo de los modelos

En función de la revisión nacional, internacional y metodológica se realiza un análisis crítico y de ventajas/desventajas de las alternativas de modelación.

Tabla 7: Comparación entre los distintos modelos

Modelo	Requerimientos y disponibilidad de información	Políticas y condiciones regulatorias	Plazo de proyección	Alcance Territorial	Construcción de escenarios	Herramientas computacionales
dGen-NREL	Para la identificación del cliente potencial se necesita: -Ubicación; -Potencial; -Consumo eléctrico anual.	Permite la inclusión de posibles incentivos estatales y federales. De forma predeterminada, los usuarios pueden modelar los incentivos actuales, basados en la BD de incentivos estatales para energías renovables y eficiencia (DSIRE 2014). Los cuales se aplican a diferentes escalas geográficas, tales como: territorios de servicio eléctrico, condado, estado, nivel nacional.	2050	Sitio, estatal o nacional, específico para Estados Unidos.	Cuenta con escenarios con información predeterminada: -Escenario de precios de electricidad al por mayor; -Escenario de rendimiento técnico fotovoltaico; -Escenario de costo de almacenamiento; -Escenario de rendimiento técnico de almacenamiento; -Escenario de intensidad de carbono. Además, cuenta con una opción "definida por el usuario", que considera los datos y supuestos cargados por el usuario.	Código libre, ejecutado en Python, pudiendo ser ocupado tanto en Windows y Linux. No requiere optimizador.



Modelo	Requerimientos y disponibilidad de información	Políticas y condiciones regulatorias	Plazo de proyección	Alcance Territorial	Construcción de escenarios	Herramientas computacionales
NEMS	Se basa en los precios de la energía entregada, el menú de equipos disponibles, la disponibilidad de fuentes de energía renovables (de tipo eólica o solar FV) y los cambios en el parque de viviendas (para el caso RDM), y cambios en la superficie comercial (en CDM).	Las proyecciones se basan en leyes y regulaciones federales, estatales y locales vigentes en el momento de la proyección, además se puede examinar el impacto de nuevos programas y políticas energéticas.	2050	Nivel estatal específico para Estados Unidos	Cuenta con 7 casos integrados: un caso de referencia, casos de crecimiento económico alto y bajo, casos de precios del petróleo altos y bajos, y casos de recursos de petróleo y gas natural altos y bajos.	No requiere licencias para acceder o usarlo. EIA proporciona acceso a través de su programa de "archivo modelo", el cual incluye el código fuente del modelo (Fortran) y los datos de entrada del caso de referencia. Diseñado como una aplicación de 64 bits con Microsoft Windows Server 2012. ⁵²
HOMER	-Ubicación geográfica; -Datos de carga eléctrica; -Estimaciones de costos para diferentes componentes (como por ejemplo dólares por kW para paneles solares FV). -Datos de radiación solar. -Políticas e incentivos.	Permite la inclusión de incentivos personalizados y de incentivos específicos como créditos fiscales para inversión, programas de incentivos para la autogeneración y bonos de depreciación.	No especifica año, pero se señala que tiene capacidad de proyectar múltiples años.	Ideal para proyectos de escala comunitaria. Es posible de utilizar por usuarios de todo el mundo.	Permite realizar un análisis de sensibilidad, con lo cual se pueden crear escenarios y comparar el impacto potencial de cambios e incertidumbres.	Código cerrado. Costo mensual: USD\$ 42 a 65. Se pueden agregar módulos específicos que tienen un valor entre USD\$ 10 y 20 cada módulo. Incluye optimizador propio (HOMER optimizar) el cual puede ser activado si se desea. Funciona en todos los sistemas operativos de Windows que son compatibles con Microsoft.

⁵² Para utilizar NEMS, los usuarios deben obtener los siguientes paquetes de software que no son EIA directamente de los proveedores: Intel Visual Fortran Compiler Professional Edition, Licencia de biblioteca de optimización y modelado (OML) de Ktron Optimization con interfaz de barrera XpressMP (opcional), Optimizador Xpress de Fair-Isaac Corporation (FICO), Sistema de modelado algebraico general (GAMS), Software avanzado de modelado multidimensional integrado (AIMMS).

En cuanto a la revisión de ejemplos en distintos países, se presenta en la Tabla 8 una comparación de los modelos/metodologías que han utilizado para proyectar la penetración de los sistemas solares fotovoltaicos.

Tabla 8: Comparación entre las distintas experiencias internacionales

	Metodología y Software (si aplica)	Construcción de Escenarios	Periodo de proyección	Capacidad Predictiva
Brasil	Para estimar mercado potencial, se utilizan niveles de ingresos, sin restricciones técnicas. La incorporación de tecnología fotovoltaica se estima en base a factores económicos y atractivo financiero de la inversión. Distribución de adoptantes en base a Modelo de difusión de Bass.	-Escenario de línea base. -Escenario alternativo, donde las políticas incentivan el uso de energía solar a través de exenciones de impuestos, financiamiento y programas de instalación.	2016-2030	No se presenta validación de resultados con datos históricos. Se menciona que el Modelo de Bass puede representar con precisión las tasas de difusión de micro y mini sistemas de generación solar FV en el sistema eléctrico brasileño.
Alemania	Modelo Basado en Agente (ABM). Para determinar los parámetros se realizan encuestas. Mediante la utilización de regresiones y de validación cruzada, se encuentra una función de decisión para la selección de las características de los agentes. Utiliza el software HOMER para estimación de generación solar FV.	Escenario: -Base -Aumento de precio de la electricidad. -Reducción de precios de sistemas FV -Aumento de precio de la electricidad Reducción de precios de baterías	2015-2025	Se validan resultados con adopción histórica entre 2004-2014 y se concluye que la función de decisión se encuentra bien modelada por los parámetros de la regresión logística



	Metodología y Software (si aplica)	Construcción de Escenarios	Periodo de proyección	Capacidad Predictiva
California EE.UU	Para modelación de adopción de energía solar fotovoltaica comercial se utiliza el Modelo de Bass Generalizado (GBM)	-Escenario Base -Escenario con programa ITC -Escenario con programa CSI -Escenario con ambos programas de incentivos	2015-2019	Se valida la utilidad del GBM, con los datos históricos de adopción de PV que van de 2001 a 2014 en el territorio de servicio de Southern California Edison y los principales programas de incentivos (CSI a nivel estatal y el ITC a nivel federal). Se determina que el modelo presenta estimaciones de parámetros robustas, también produce un error de estimación más bajo que el modelo de Bass. Además, es capaz de pronosticar la tasa de adopción eventual de los sistemas solares fotovoltaicos comerciales, como también estima el retraso de los impactos en la adopción.

5.3.1 Ventajas, desventajas y recomendaciones

A partir de la revisión bibliográfica y del análisis comparativo presentado anteriormente, se presentan algunas ventajas y desventajas de utilizar los modelos y las recomendaciones para abordar en la presente consultoría.

Respecto de la factibilidad de implementación de las metodologías/modelos internacionales al caso de Chile, especialmente los modelos dGen y NEMS, que están diseñados particularmente para Estados Unidos, se evidencian ciertas dificultades para su adaptación.

En cuanto al modelo dGen, una de las ventajas es que es de código abierto y tiene una fluida comunicación con base de datos en Postgres y archivos Excel. Sin embargo, como la herramienta está configurada, tanto los inputs y cálculos, para el modelo de Estados Unidos, esto dificulta modificar para la realidad de Chile, porque hay valores de entrada que no corresponden al sistema de mercado de generación local (agentes y consumidores). Además de tener una complejidad de modificación del código para el propósito propuesto.

Esta herramienta se basa en el cálculo de generación con Pysam, librerías en Python de NREL para estimar valores de generación y económicos de generación distribuida. Esta librería se puede utilizar para crear una nueva herramienta, que maneje base de datos y cálculos más cercanos a la realidad local. Además, dGen no cuenta con una interfaz de usuario y se debe correr con líneas de comandos, por lo cual con la creación de una nueva herramienta se podría integrar con mayor facilidad una interfaz para que el usuario pueda correr el programa.

En cuanto al sistema NEMS, igualmente que el modelo dGen, está disponible gratuitamente para el público, sin embargo, se requiere adquirir algunos datos y software patentados, por los cuales se debe pagar licencias. Respecto a la accesibilidad al sistema, este puede ser utilizado por universidad, empresas privadas, laboratorios, entre otros, no obstante, se recomienda que el manejo de datos sea por parte de modeladores de energía profesionales dada la dificultad del manejo de este (por ejemplo, realizar cambios en el comportamiento del mercado) además requiere un tiempo de respuesta significativo desde el inicio del proyecto hasta su finalización.

El modelo NEMS presenta una peculiaridad puesto que los sectores de suministro, uso final y conversión se representan como módulos. Esto hace que sean más fáciles de mantener, actualizar e intercambiar por alternativas compatibles. Asimismo, NEMS se adapta a las regiones, la infraestructura, las fuentes de datos y las regulaciones de EE. UU., por lo que no se aplica a otros países.

En el caso del modelo HOMER, tiene como ventaja que es aplicable a todos los países, además de que se pueden realizar un análisis de sensibilidad, con lo cual se pueden crear escenarios flexibles y comparar el impacto potencial de cambios e incertidumbres. Sin embargo, como principal desventaja se encuentra que este no es de código libre, teniendo un costo mensual asociado a la licencia y otro particular a cada módulo que se deseé implementar.

Considerando los tiempos de implementación de distintos modelos, la revisión de códigos y ajuste de estos a la realidad nacional, se estima que toma más tiempo que comenzar un modelo nuevo. De esta forma, adaptar el modelo dGen o NEMS es menos eficiente que comenzar un modelo de cero, pero considerando las metodologías utilizadas por estos modelos.

En el caso de las curvas de difusión, se estima que debiese ser sencillo de implementar, una vez obtenidos los datos a la escala deseada. En el caso de optar por un modelo ABM, los tiempos de implementación aumentan, pero también se obtienen mejores resultados con esta metodología.

En cuanto a la información que sería necesario levantar para la aplicación de los posibles modelos cabe señalar lo siguiente:

1. Si se aplica el modelo por agentes a nivel de sitio, como está planteada la metodología original, se requeriría obtener la información correspondiente a los predios de impuestos internos en su versión cartográfica y con su correspondiente ID de enlace con la información censal, pudiendo así obtener la información de la materialidad y m² de las viviendas.
2. Dado los plazos del estudio, se dificulta la posibilidad de implementar una encuesta, tal como se desarrolló en el caso de Alemania para obtener los parámetros para el modelo ABM.
3. Se requiere información disponible que posean sobre transmisión eléctrica y generación
4. Para la determinación del uso del potencial técnico se requiere contar con información sobre el mapeo del uso de la tierra, por lo cual se vuelve a requerir la información mencionada en el punto 1.
5. Una opción para subsanar el problema de información puede ser tomar la información a nivel comunal, lo cual implicaría sacar población estadísticamente representativa. Esto tendría la dificultad de las ciudades que no son planas, especialmente en zonas de cordillera, las cuales tienen otro tipo de distribución frente a la radiación solar.

Por otro lado, se realizó una reunión con la contraparte, en donde se presentaron los principales resultados identificados de la revisión nacional e internacional y se les preguntó respecto de sus requerimientos, complicaciones actuales con el modelo y expectativas de mejoras visualizadas. A partir de esta reunión, se destaca que se encuentran bastante satisfechos respecto de la metodología empleada en el modelo residencial, siendo los principales desafíos el mejorar la planilla que actualmente se utiliza, respecto de la facilidad de manejar, actualizar y de comunicar con otros actores. También se destaca la necesidad de evaluar la posibilidad de desagregación de supuestos que se tienen a nivel nacional. En el caso de los sectores comercial e industrial es donde se presentan las mayores expectativas, ya que no se cuenta con modelos de proyección como tal. Se espera que pudiese ser un modelo desagregado por tamaño de empresa o bien por territorio.

Se plantea la posibilidad de poder vincular la información de estas proyecciones directamente con lo utilizado por el modelo LEAP con el que trabaja el Ministerio actualmente, para los 3 sectores. Además, se recalca la gran usabilidad que tiene esta información, no solamente para la PELP, sino que también para estimaciones del carbono neutralidad, como también es utilizada por otras entidades, por ejemplo, para ver temas de financiamiento.

De acuerdo con todo lo antes mencionado, las recomendaciones principales del equipo consultor es realizar un modelo propio, programado en Julia, basándose en la metodología de ABM, pero adaptada a la realidad nacional.

También, se destaca un aspecto metodológico observado de la literatura internacional que se podría aplicar para perfeccionar los modelos nacionales, el cual corresponde a la creación de escenarios con variables relevantes identificadas a nivel internacional. Dentro de estas, las variables de precio al por mayor, desarrollo de proyectos comunitarios, entre otros, pueden ser evaluadas para implementar como posibles escenarios, en desarrollos futuros.

6 METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Importante en la creación de la nueva metodología y modelo fue la revisión respecto a la Metodología de Proyecciones de la GD – Sector Residencial que actualmente utiliza el Ministerio de Energía, de allí surgieron una serie de aprendizajes o temas a mejorar de la actual metodología que sirvieron como base para el modelo aquí propuesto, estos son:

- En la metodología actual no se tenía un detalle de los potenciales agentes y su localización geográfica, importante para establecer el potencial de generación distribuida.
- El modelo de los sectores industrial y comercial, no se encontraba completamente desarrollado, lo que permite una mejora respecto de lo anterior.
- El nuevo modelo toma en cuenta las limitantes físicas, financieras y otras subjetivas, al permitir incorporar en la evaluación los cuatro criterios del ABM (Payback, ingreso de los agentes, evaluación ambiental, y cercanía de otros agentes que hayan comprado el panel).
- El modelo permite finalmente, geolocalizar los potenciales a nivel del país, lo que permitirá focalizar la política pública.
- Se posee un detalle de demanda por cada tipo de destino, que es coherente con el balance nacional de energía, y los destinos del sii.

El modelo propuesto está programado en Julia, basándose en la metodología de un modelo basado en agentes (ABM, por su sigla en inglés), adaptado a la realidad nacional. De esta forma, al crear una nueva herramienta se podría integrar con mayor facilidad una interfaz para que diferentes usuarios puedan correr el programa y sea más fácil de manejar por diferentes actores.

Los ABM son modelos que permiten representar la heterogeneidad de los agentes, preferencias distintas y las decisiones que realizan, y el efecto de las redes de comunicación en su comportamiento (Hesselink & Chappin, 2019). Debido a la multitud de factores que influyen en la decisión de un hogar de invertir en una tecnología energética innovadora como la fotovoltaica, los modelos ABM proporcionan un marco adecuado para simular el proceso de decisión de adopción de los miembros de un sistema social heterogéneo (Stavrakas, Papadelis, & Flamos, 2019).



Figura 39: Conjunto de parámetros relacionados con el agente, utilizados para la aplicación del modelo.

Fuente: Modificado a partir de (Stavrakas, Papadelis, & Flamos, 2019)

Los ABM perciben un sistema como una colección de entidades autónomas de toma de decisiones llamadas “agentes”. Son una herramienta de modelado flexible, ya que describen el comportamiento de los agentes a nivel micro y permiten la inclusión de detalles considerables sobre sus decisiones e interacciones. (Stavrakas, Papadelis, & Flamos, 2019)

Un modelo típico basado en agentes tiene tres elementos:

1. Agentes, sus atributos y comportamientos. En este caso pueden ser por ejemplo las viviendas, el estado, y las entidades comercializadoras de la tecnología. Para el caso de estudio estas son por ejemplo las Pendientes de techos, sector económico al cual pertenece la propiedad, materialidad de la propiedad, infraestructura existente y otros parámetros.
2. Relaciones del agente y sus métodos de interacción. Una topología permite especificar que el agente está, o podría estar, conectado con otro (En este caso viviendas) y las dinámicas que rigen los mecanismos de las interacciones. Esto puede referirse a la forma como los agentes son afectados por otros agentes para tomar la decisión de adoptar la tecnología o la forma en que decide adoptar la tecnología. Existen distintos marcos de comportamiento humano, que los distinguen: cognitivo, afectivo, social, normativo o de aprendizaje (Balke & Gilbert, 2014)
3. Entorno de los agentes. Los agentes viven e interactúan con su entorno además de otros agentes. En esta parte se puede tener elementos como la interacción de las redes sociales o de campañas de comunicación.

Cuando se modela con este tipo de agentes, se asume que existen barreras que hacen que las personas adopten o no la tecnología analizada. Algunas de estas barreras se presentan en la Tabla 9, las cuales podrán ser abordadas por el modelo dependiendo de la disponibilidad de la información.

Tabla 9: Barreras de adopción tecnológica en hogares.

Barreras	Explicación
Estructurales	
Incentivos divididos	Los beneficios no se reparten de manera racional entre los participantes (ejemplo cuando el beneficiario es un arrendatario de la propiedad).
Incerteza de precios de energéticos	No hay certeza de los precios de los energéticos (electricidad, combustibles fósiles, entre otros).
Limitaciones de la oferta de infraestructura	No hay suficientes redes de comercialización/distribución de las tecnologías.
Económicas	
Falta de capital	Insuficiente capital para realizar la inversión (sobre endeudamiento, por ejemplo).
Altos costos de inversión	Tecnologías son caras y con tiempos de retorno de inversión elevados.
Falta de información	los usuarios no cuentan con la información adecuada para tomar la decisión de la adopción de la tecnología.
Costos transaccionales	Costos de adquirir la tecnología, tienen costos adicionales como la distribución o intermediarios que hacen que los usuarios puedan o no tomar la decisión de compra.
Barreras de comportamiento	
Racionalidad limitada	Comprador tiene limitaciones en su inconsciente y del tiempo disponible para tomar una decisión.
Final satisfactorio	Personas no tienden a optimizar su decisión, lo que realmente hacen es tomar decisiones buscando satisfacer un pequeño conjunto de requerimientos. De esta forma, solamente contemplan requisitos mínimos al momento de tomar la decisión.
Sesgo de disponibilidad	Se toma la decisión con la información disponible de negocio, lo que puede implicar perder oportunidades.
Otras prioridades	Otras prioridades, pueden ser más relevantes que esta decisión de compra (colegios, deudas, comida, etc.).
Capacitación	Falta de entendimiento de la tecnología.
Inercia	La gente tiende a mantenerse en el status quo y no hacer cambios.
Costos hundidos	Si se invirtió en otra tecnología antes, es difícil generar el cambio.
Averso al riesgo y pérdidas	Se tiende a evaluar de mayor manera las pérdidas versus las ganancias y esto implica no adoptar nuevas tecnologías.
Respuesta irracional a incentivos monetarios	Las respuestas a los incentivos a veces son iracionales y de corto plazo.
Efecto oportunista	Búsqueda de beneficios sin pagar por ellos.

Barreras	Explicación
Social - comportamiento	
Comparaciones sociales	Las personas tienden a seguir a otros, por lo tanto, pueden existir limitaciones dada la comparación.
Confianza	Se busca información de ciertas instituciones y entidades de las cuales se tiene confianza, por lo cual se genera una limitación con las cuales no son buscadas.

Fuente: (Hesselink & Chappin, 2019)

Al estar escrito el código en lenguaje de programación Julia permite ser utilizado en los tres sistemas operativos más conocidos: Microsoft Windows, Apple OS y Linux.

En base a lo mostrado anteriormente, se plantea la siguiente metodología para abordar tanto el sector residencial como los sectores comercial e industrial.

Paso 1: Definir adecuadamente el conjunto de parámetros clave relacionados con los agentes (por ejemplo, son las Pendientes de techos, sector económico al cual pertenece la propiedad, materialidad de la propiedad, infraestructura existente y otros parámetros), los cuales rigen el comportamiento y el proceso de toma de decisiones, además de configurar su propensión a invertir en un sistema fotovoltaico.

Paso 2: Calibración de los parámetros relacionados con el agente clave. Se deben establecer valores iniciales de los parámetros relacionados con el agente y se desarrolla un enfoque de calibración para especificar el rango apropiado de estos valores. Luego, el modelo se calibra utilizando los datos y observaciones históricas para la tecnología en estudio, como también para el contexto geográfico y socioeconómico de interés.

Paso 3: Análisis de sensibilidad. Busca cuantificar la importancia de los parámetros inciertos mediante explicar cuál de las características de un conjunto de datos de entrada son los principales responsables de la incertidumbre en el resultado del modelo.

Paso 4: Análisis de escenarios. Se utiliza como un paso posterior, para proporcionar información sobre preguntas más específicas planteadas al modelo y para hacer comparaciones entre dos o más situaciones con el fin de cuantificar las diferencias. Se utiliza para explorar si los instrumentos de política conducen a resultados deseables.

Paso 5: Visualización de resultados. Finalmente, las proyecciones de los escenarios de adopción se amplían a nivel nacional mediante el uso de datos históricos y observaciones pasadas. Luego, los resultados de la simulación se visualizan usando gráficos de barras de error, los cuales indican cómo se propaga la incertidumbre a los resultados del modelo, a medida que el horizonte de proyección avanza hacia el futuro.

A continuación, se presentan las especificaciones de la metodología para cada uno de los sectores.

6.1 Metodología sector residencial

La unidad principal de simulación para el sector residencial es la manzana geográfica, la cual permite integrar información respecto del Servicio de Impuestos Internos entre otros datos, que sirven para caracterizar la demanda de energía eléctrica. Cabe destacar que las bases no permiten una relación directa entre las manzanas geográficas del SII y los datos de las encuestas, pero el modelo ABM permite que esta información complementaria se añadió según un criterio razonable (i.e. tamaños de manzana similares), lo que permitió repartir a nivel comunal de manera razonable los datos.

A continuación, se presentan los factores más relevantes identificados para la modelación del sector residencial. Todos estos factores requerirán de una revisión exhaustiva de la información disponible y de aquella que se encuentra lo suficientemente completa para ser utilizada, a partir de lo cual se podrá conocer si son aplicables al modelo o no. También, se requiere de un proceso de análisis experto de todos los factores, con el fin de conocer efectivamente cuáles se ajustan mejor al modelo. Finalmente, no se usaron todos ellos, debido a las características de la modelación final utilizada, pero para mantener la información, se dejó el presente análisis.

Factores teóricos

Se analizaron varios factores, los cuales dependiendo de la aplicación práctica serán considerados o no finalmente en el modelo. Esto se explicará más adelante, en la parte práctica del modelo en el acápite 4.

Factores técnicos:

Factores de aptitudes del hogar (fap):

- Tipo de Vivienda: se debe conocer si la vivienda corresponde a una casa o departamento. En este caso, se consideran solamente las casas para realizar la evaluación de los hogares factibles. Esta información se pudo obtener de la base de datos de roles del SII, por lo que fue utilizada.
- Propiedad de la Vivienda: Como se menciona anteriormente, existen incentivos divididos respecto de instalar sistemas FV en viviendas que son arrendadas. De esta forma, es más factible que se proceda a la compra de un sistema FV si es el dueño de la vivienda o si se tiene contrato de arriendo con opción de compra (leasing) por más de 15 años. En caso de que sean arrendatarios, se deberá contar con la autorización del dueño del inmueble para la instalación del sistema. Esta información finalmente no fue ocupada en el modelo dado que no fue posible encontrar la información a la escala utilizada, además no estaba incorporada dentro de la metodología planteada en la metodología utilizada.
- Calidad y tipo de techo:

- Es importante verificar que el techo cumpla con la normativa del MINVU respecto de estándares técnicos mínimos de diseño y construcción de inmuebles. Especialmente, debe estar diseñado para una sobrecarga mínima de 30 kgf/m² y haber sido diseñado considerando, al menos, las cargas aplicables de uso, viento, nieve y sismo.
- Existen dos materiales incompatibles con la instalación de un sistema FV: el fibrocemento (pizarreño) presente en las cubiertas y el adobe usado como material de construcción.
- En este caso solo se utilizó la calidad de la vivienda proveniente de la base catastral del Servicio de Impuestos Internos de roles, que permitió obtener información de la calidad de la vivienda en general.
- Tamaño del hogar: Para tener una estimación de cuanta potencia se puede instalar de acuerdo con una superficie disponible, hay que revisar el área de la vivienda. La base de roles del SII, permitió estimar el área del terreno disponible, y un techo teórico asociado.

Tabla 10: Área mínima en un techo inclinado para instalación de un sistema fotovoltaico, incluye espacio para bordes.

kW instalados	Área libre en techo
5	60 m ²
10	100 m ²
20	210 m ²
50	500 m ²
100	990 m ²

Fuente: (GIZ, 2016)

- Suministro eléctrico y medidor: Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red necesitan un punto para injectar la energía a la instalación eléctrica interior del inmueble. Es por esto por lo que, a pesar de contar con una superficie disponible que permita instalar una gran capacidad, no siempre es factible. Por ejemplo, no es posible instalar un sistema FV superior a 10kW si la potencia conectada del recinto es 10 kW. En este caso no se tiene información georreferenciada, respecto de la potencia conectada de los agentes. Se asume un tamaño, debido a la demanda que se saca en base a los m² construidos del hogar.
- Distancia hasta el punto de inyección: Por un tema de costos y seguridad, conviene que esta distancia sea la menor posible. Se recomienda que las eventuales canalizaciones desde el techo hasta el punto de conexión no incrementen los costos del proyecto significativamente. Esta información finalmente no fue ocupada en el modelo dado que no fue posible determinar la relación con las manzanas censales y la información de distribución.

Factores socioeconómicos de los hogares:

- Ingreso promedio del hogar: es importante considerar que los hogares invertirán en la medida que cuenten con dinero para este tipo de proyectos. También se puede considerar que podrían lograrlo mediante un préstamo bancario. De todas formas, el indicador del ingreso promedio del hogar entregará información inicial respecto de las posibilidades de considerar o no este tipo de proyectos, para lo anterior se consideró como proxy de ingreso la información correspondiente al Servicio de Impuesto Internos en lo referente al valor de la vivienda.

- Calificación socioeconómica: existen iniciativas que buscan ayudar a los hogares que pertenecen a los tramos más vulnerables. Por ejemplo, el Programa de Mejoramiento de Vivienda y Barrio, que permite la incorporación de energía solar térmica y FV. Dentro de los requisitos se encuentra pertenecer a un tramo de hasta el 60% de la Calificación Socioeconómica prioritaria, que la vivienda sea vivienda social o haya sido construida por SERVIU, o que tenga Avalúo Fiscal total de hasta 650 UF. Esta información finalmente no fue ocupada en el modelo dado que no se contaba con la información en la escala en que trabaja el modelo.

Factores financieros:

- Payback: Un estudio encargado por la Asociación Chilena de Energía Solar (ACESOL) a la Universidad de Michigan, indicó que en las condiciones actuales del mercado chileno al año 2016, el payback de proyectos FV es de 9 años. En este informe se concluye que la energía solar residencial no es lo suficientemente atractiva económica para que se masifique y asegura que el retorno máximo debiese ser de 5 años. (Universidad de Michigan - ACESOL, 2016) Este valor debe ser calibrado y sensibilizado en el modelo, de manera que considere también proyectos viables con paybacks actuales.
 - Costos de inversión: asociados a la compra de paneles FV residenciales y de baterías, en caso de que se desee incorporar estas, además de la incorporación diferencial de los impuestos.
 - Radiación y generación eléctrica por hogar, para estimar el potencial máximo de generación.
 - Demanda de energía (kWh) del hogar: cuando los hogares utilizan de manera más intensiva la energía (piscinas con bomba, calefacción eléctrica, entre otros) el tiempo de retorno se ve significativamente reducido.
 - Precios de la energía y precio promedio de inyección, para estimar ahorros que se generan tanto por dejar de consumir electricidad como por inyectar a la red.
 - Perfil de consumo del hogar
 - Costo de mantenimiento anual: es el 1% del costo de inversión incurrido al momento de la instalación de los módulos⁵³.
 - Vida útil de paneles FV: Se asume una vida útil de 25 años.⁵⁴
- Capacidad de endeudamiento: De manera de que pueda ser un proyecto considerado por la banca, se plantea que la cuota mensual del crédito no sea superior al 25% del ingreso mensual del sujeto o los sujetos a crédito del hogar.
- El cálculo del IVA no se considera para ninguno de los tres segmentos estudiados, esto es debido a que en el caso del segmento residencial es un impuesto que no es recuperable por ellos. En el caso de las empresas, tampoco es considerado, dado que la métrica del payback se calcula para cada uno de los agentes, y por lo tanto sirve más bien como un elemento de comparación entre ellas, para determinar la diferencia de payback, al momento de generar el cálculo final de la utilidad de los agentes. Esta utilidad además se calcula por segmento de agentes, por lo que no se compara con los agentes asociados al tema residencial.

⁵³ Información proporcionada por DES, Ministerio de Energía.

⁵⁴ Información proporcionada por DES, Ministerio de Energía.

6.2 Metodología sector comercial e industrial

En el caso del sector comercial, la idea de modelación es la misma que la presentada para el sector residencial, siendo la unidad principal de simulación los roles del SII asociados a comercio (C) y al rol de industria (I). Dependiendo si la localización era urbana o rural, se asignó una manzana del CENSO a estos agentes, que más se aproximara al tamaño de esa manzana.

Al igual que en el caso del sector residencial, se destaca que las bases no son comparables directamente, ya que no existe una relación entre el identificador único "rol" con el RUT de la empresa. Como se menciona anteriormente, el modelo ABM permite incluir esta información de manera heurística, gracias a que se poseía el tamaño de los terrenos.

Factores técnicos

- Es importante considerar el dimensionamiento de los proyectos para que cumplan el "espíritu" de autoconsumo indicado en el reglamento. Se usa la regla de la demanda del agente, dividida por la energía que genera un 1kW, el cual es un proxy para dimensionar considerando la demanda, de modo de no tener que optimizar cada sitio. Eso último fue descartado, debido a que era imposible poder modelar los agentes (alrededor de 3 millones), con un optimizador para cada uno de ellos. Además, no se poseía una curva de carga para cada agente, que permitiera hacer la optimización.
- Se tomarán en cuenta los mismos criterios que en el caso del sector residencial, considerando:
 - Tipo de instalación: si se encuentra ubicado en un edificio o es una instalación que cuenta con techo propio o espacio para colocar paneles. Se incorporó la base de terrenos agrícolas y sus construcciones del SII, para el caso de los sectores Agrícolas y Forestales. Adicionalmente, se puede seleccionar la calidad del terreno, eligiéndose terrenos que no eran destinados principalmente a destinos agrícolas.
 - Propiedad: si el terreno o instalación es propio o arrendado. Esta información finalmente no fue ocupada en el modelo, dado que no se disponía.
 - Calidad del techo y de la instalación: requerimientos del material. Esto se pudo obtener de la base de datos de los roles del SII.
 - Tamaño de la instalación: considerar áreas mínimas para instalación de sistemas FV. Se destaca que se podría contemplar la instalación de un sistema mayor, sistema de GD menor a 300 kW con el objetivo de cumplir con el hecho de que para este segmento no hay pagos por exportar energía.
 - Suministro eléctrico y medidor: considerar que se debe contar con capacidad para instalar un sistema de los kW deseado. No se poseía información asociada a cada agente, al respecto.
 - Distancia al punto de inyección: Que las canalizaciones desde el punto de generación hasta el punto de inyección no incrementen los costos del proyecto significativamente. No se poseía información asociada a cada agente, al respecto.

Factores económicos

- Tamaño de la empresa: saber datos de SII como número de trabajadores y tamaño discreto (rangos). Esta información finalmente no fue ocupada en el modelo dado que no fue posible establecer la relación con la escala del modelo.
- Consumo de Energía: se considerará información de consumo de empresas de acuerdo, de manera de comprender para aquellas que proyecto es más rentable.
- La base de datos de los roles del SII, permitía obtener los avalúos de los terrenos, los que finalmente se usaron como proxy de los ingresos de los agentes.

Factores Financieros

- Payback: De acuerdo a la información presentada por diversos prestadores de servicios de energía FV, el payback para las empresas se encuentra entre 5 a 10 años en promedio, encontrándose que el 90% de los proyectos tienen un payback inferior a 10 años. (Ecoinventos, 2020) (Tesla Energy, s.f.) (Tritec Intervento, s.f.). Finalmente, este fue un indicador de tipo relativo, que permitió comparar la utilidad entre los distintos agentes.
- Para efectos de velocidad, y efectividad en la simulación, el payback debió considerarse como la división entre el costo unitario de la inversión y la energía de 1kW en el lugar, multiplicado por la tarifa de consumo. Lo anterior, permite generar la información de las diferencias regionales de manera adecuada, sin entrar en un mayor detalle que complicaría la simulación, sin entregar mayores beneficios. Como se indicaba anteriormente, este valor es usado de manera relativa y no absoluta, dado que entra en el cálculo de la utilidad, y es convertido a un valor entre cero y uno.
- Respecto al IVA, ver explicación anterior.

6.3 Metodología Unificada

Como se mencionó en las secciones anteriores, la adopción de una tecnología innovadora como la fotovoltaica, está sujeta a factores técnicos, socioeconómicos, financieros y sociales (comunicación entre agentes). Ahora, tomando como guía un estudio de difusión de sistemas fotovoltaicos realizado en Italia, basado en ABM (J.Palmer, 2015), se considera que los factores más relevantes para el modelo corresponden a: ***periodo de payback, ingreso económico del sector, influencia de comunicación entre los agentes y beneficios medioambientales.*** Esto debido a las limitantes existentes, para modelar todas las posibles características que pueden involucrar el proceso de decisión.

Al igual que en el estudio guía, el modelo desarrollado permite actualizar el efecto de la red de comunicación y el sistema social cada año, mientras que los costos de inversión en nuevas tecnologías son revisadas en base a datos externos de proyección, como es el caso de NREL.

Para efectos del presente trabajo y tomando en cuenta el estudio guía mencionado, la decisión de invertir en una tecnología innovadora corresponde a una función estática que se alimenta a partir de datos asociados a los factores relevantes descritos anteriormente y considerando que esta decisión se concreta cuando la utilidad del adoptante sobrepasa un cierto umbral. Este umbral se determina al comparar los resultados de las simulaciones en el escenario base, mientras que la utilidad del adoptante corresponde a la suma ponderada de 4 utilidades parciales calculadas a través de la expresión (1)

$$U(j) = W_{pp}(sm_j) \cdot u_{pp}(j) + W_{med}(sm_j) \cdot u_{med}(j) + W_{in}(sm_j) \cdot u_{in}(j) + W_{com}(sm_j) \cdot u_{com}(j) \quad (1)$$

Donde:

u_{pp} : *Periodo de payback*

u_{med} : *Beneficios medioambientales*

u_{in} : *Ingreso del sector*

u_{com} : *Influencia de comunicación entre los agentes*

Cumpliéndose además la condición presentada a continuación:

$$\sum_k W_k(sm_j) = 1 \text{ para } k \in K: \{pp, med, in, com\} \text{ y } W_k(sm_j), U(j) \epsilon \quad (2)$$

Las distintas utilidades se estiman a través de distintos métodos. En primer lugar, el periodo de payback se estima en base al periodo de retorno de la inversión (pp) estimada y el máximo y mínimo teórico de este periodo de retorno, dada por la ecuación (3).

$$u_{pp} = \frac{\max(pp) - pp(j)}{\max(pp) - \min(pp)} \quad (3)$$

En segundo lugar, la utilidad asociada al ingreso del sector se determina considerando los factores económicos del sector, donde se considera que la utilidad se comporta en función de una curva S sujeta a el ingreso del agente (N_j) y el promedio de ingreso de todos los agentes (\bar{N}_j), tal como se presenta a continuación:

$$u_{in}(j) = \frac{\exp(\frac{N_j - \bar{N}_j}{1 \cdot 10^3})}{1 + \exp(\frac{N_j - \bar{N}_j}{1 \cdot 10^3})} \quad (4)$$

Finalmente, las utilidades relacionadas a la comunicación entre los agentes y al beneficio medioambiental, presentan al igual que la utilidad ingreso del sector un comportamiento en función de una curva S. En el caso la utilidad correspondiente a la comunicación entre agentes la función depende del número total de enlaces de comunicación del adoptante ($L_{j,tot}$) y el número de enlaces de comunicación de los adoptantes actuales de la nueva tecnología en estudio ($L_{j,adoptante}$) como se muestra en (5).

$$u_{com}(j) = \frac{\exp(\frac{L_{j,adoptante} - 0,5L_{j,tot}}{0,8})}{1 + \exp(\frac{L_{j,adoptante} - 0,5L_{j,tot}}{0,8})} \quad (5)$$

Mientras que, la utilidad asociada al beneficio medioambiental se mide a través de las emisiones de CO₂ equivalentes y su estimación se simplifica considerando la energía generada por la nueva tecnología, asumiendo que la energía requerida para producir esta nueva tecnología es pequeña en comparación con la cantidad de "energía verde" que esta genera. Para este caso, la función depende de $E_{NT,tot,j}$ que corresponde a la cantidad esperada de electricidad producida en el periodo de payback del agente adoptante, mientras que $\bar{E}_{NT,tot}$ corresponde al promedio esperado de la cantidad de energía generada en el periodo de payback de todos los sistemas implementados a la hora de la inversión.

$$u_{med}(j) = \frac{\exp(\frac{E_{NT,tot,j} - \bar{E}_{NT,tot}}{1 \cdot 10^4})}{1 + \exp(\frac{E_{NT,tot,j} - \bar{E}_{NT,tot}}{1 \cdot 10^4})} \quad (6)$$

En el modelo se simularán distintos escenarios, al igual que en el documento guía considerando algunos factores adicionales. Debido a los tiempos de ejecución del sistema, y a los datos disponibles, el cálculo del payback se realizó considerando la siguiente ecuación:

$$Payback = \frac{InversiónUnitaria}{Energia1kw*Tarifa} \quad (7)$$

El documento guía concluye en base a lo mencionado anteriormente en el escenario base que existe un estancamiento en la difusión de sistema PV en regiones, el punto de inflexión se marca en el año 2012 donde se alcanza el peak de tasa de adopción siendo esta 280.000 y reduciendo a 6.500 en 2021, esto es consistente respecto a los datos utilizados en la calibración, donde la adopción acumulativa de sistemas PV ha ido creciendo, pero su velocidad de crecimiento ha ido disminuyendo. Respecto a las instalaciones de sistemas PV se observó que estas se duplicaban entre los años 2007 a 2011 y luego el 2012 disminuye esta tasa, por otra parte respecto a la capacidad instalada se observa que creció en un 269% con un marcado aumento del tamaño de sistema PV de 22 kW a 38,7 kW entre 2011 y 2012.

Los resultados de la simulación pueden sobreestimar el decrecimiento de la difusión del sistema PV, sin embargo, el modelo captura la reciente desaceleración de inversiones, lo cual en el caso de Italia seguirá ocurriendo dadas sus condiciones económicas desfavorables. Además, se

observó que el modelo lleva a simulaciones estables y reproducibles, donde la red de comunicación tiene pequeña influencia en la decisión de adoptar un sistema PV, mientras que la rentabilidad económica se muestra como el aspecto que puede mantener alta la tasa de adopción.

El ABM se calcula a través de una programación Ad-Hoc en Julia, debido a que los intentos de utilizar otras librerías no resultaron (Agents.jl), debido a la lentitud de las simulaciones. El código se estructuró en base a un orden: actualización de datos, entrenamiento del modelo y finalmente la simulación.

6.4 Metodología datos cartográficos

- Se consideró la información cartográfica a nivel nacional proveniente del Censo Nacional de Población 2017, en lo correspondiente a nivel de comuna, manzana y nivel de zona. (<http://www.censo2017.cl/servicio-de-mapas/>). Esto permitió georreferenciar los agentes al nivel de la comuna.
- Se utilizó GeoTiff proveniente de <http://solar.minenergia.cl/inicio>, con el objeto de tener una referencia de factores de planta de un sistema ideal, que luego fue corregido por orientación e inclinación del panel.

6.5 Metodología base de datos

En relación con la metodología de bases de datos que aquí se expone va acompañada de la información contenida en la planilla de configuración que se encuentra contenida en el acápite de simulación 9.1.3.

- Información del Nrel se utilizó para obtener los datos correspondientes a las tendencias de inversión desde la dirección web https://github.com/NREL/dgen/tree/master/dgen_os/input_data/pv_prices.
- Respecto a la base de datos proveniente del Servicio de Impuestos Internos se utilizó la información correspondiente a la base de datos de contribuciones semestrales la cual se encuentra disponible en la página web del SII en el siguiente link https://www4.sii.cl/sismunInternet/?caller=DETALLE_CAT_Y_ROL_COBRO que corresponde a la información histórica, en el caso del Detalle catastral, se descargará en una carpeta comprimida Zip que contiene 4 archivos, y para el caso de Rol de cobro solo un archivo comprimido Zip. Para conocer Nomenclatura de los archivos descargados e debe revisar el siguiente link https://www.sii.cl/bbrr/descargas/estructura_detalle_catastral.pdf.
 - Respecto a esta base de datos los campos utilizados y creados fueron los siguientes:
 - destino_principal
 - MANZANA_ID
 - avaluo
 - preciom2
 - superficie_terreno
 - tipo_construcion

- material
- calidad
- destino_lineaconstruccion
- superficie_linea_x
- superficie_linea_y
- terreno_libre_por_LC
- area_piso
- largo_piso
- region_ISO
- comuna
- preciopromedio
- superficietecho
- kwmaxtecho
- kwmaxterreno
- Para más detalle de las variables utilizadas se debe observar la planilla de configuración que acompaña el modelo.
- La información correspondiente a las pendientes de los techos fue obtenida desde compendio de materiales de la CDT en <https://extension.cchc.cl/datafiles/39808-2.pdf>, cuya información corresponde a:

Tabla 11: Techos de casas en buen estado por región.

Región	PENDIENTE	CONVERSIONKW
Arica y Parinacota	10	10
Tarapacá	10	10
Antofagasta	10	10
Atacama	10	10
Coquimbo	10	10
Valparaíso	20	10
Metropolitana	20	10
O'Higgins	20	10
Maule	20	10
Ñuble	30	10
Biobío	30	10
La Araucanía	30	10
Los Ríos	30	10
Los Lagos	30	10
Aysén	30	10
Magallanes	30	10

Fuente: Compendio de materiales de la CDT

- Se utilizó toda la información correspondiente a la ubicación de las instalaciones actuales de paneles fotovoltaicos la que fue obtenida desde el geotiff y el Censo de Población y Vivienda 2017.
- Inversión en pesos de los Kw fue obtenida desde GIZ, NAMA Chile y el Ministerio de Energía - 2020
- Las tarifas en bruto, precio de la electricidad y las tarifas pesos Kwh fueron obtenidas desde el informe de explotación del CNE.

- En relación a las pérdidas que ocurren por el ángulo del azimut estas fueron obtenidas desde <https://energia.gob.cl/documentos/guia-de-evaluacion-para-la-instalacion-de-paneles-fotovoltaicos>. En cuanto a los valores aquí trabajados se presentan tablas que fueron utilizadas

Aplica para las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y Atacama.

(Fuente: Elaboración Propia, en base a simulaciones en el Explorador Solar del Ministerio de Energía, datos de Calama)

Tabla 6 Diferencia porcentual de generación de energía para una orientación e inclinación específica versus el óptimo de referencia

Orientación / Ángulo	270°	280°	290°	300°	315°	325°	0°	35°	45°	60°	70°	80°	90°
5°	6,4%	6,6%	6,3%	5,9%	4,6%	4,2%	3,7%	4,1%	4,3%	5,7%	6,1%	6,3%	7,0%
10°	7,7%	7,1%	6,2%	5,1%	3,9%	3,1%	2,2%	2,9%	3,6%	4,8%	5,8%	6,6%	7,3%
20°	10,1%	8,6%	6,9%	5,1%	3,0%	1,4%	0,0%	1,3%	2,5%	4,5%	6,1%	7,8%	9,3%
30°	13,4%	10,8%	8,5%	6,6%	4,0%	1,4%	0,1%	1,3%	3,3%	5,7%	7,8%	10,0%	12,5%
40°	17,3%	14,4%	11,8%	9,3%	6,6%	4,2%	2,4%	3,3%	5,4%	8,4%	10,5%	13,1%	15,8%
45°	19,3%	16,3%	13,6%	11,0%	8,4%	7,0%	4,5%	6,2%	7,2%	9,3%	12,2%	15,1%	17,3%

Figura 40: Perdida Azimut

Fuente: Guia para la instalacion de paneles fotovoltaicos

Aplica para las regiones de Coquimbo, Valparaíso y Metropolitana.

(Fuente: Elaboración Propia, en bases a simulaciones en el Explorador Solar del Ministerio de Energía, datos de Santiago)

Tabla 7 Diferencia porcentual de generación de energía para una orientación e inclinación específica versus el óptimo de referencia

Orientación / Ángulo	270°	280°	290°	300°	315°	325°	0°	35°	45°	60°	70°	80°	90°
5°	8,9%	8,3%	7,8%	7,4%	6,7%	4,2%	3,7%	4,1%	4,3%	5,7%	6,1%	6,3%	7,0%
10°	9,3%	9,1%	8,6%	6,3%	5,1%	4,5%	3,6%	5,0%	8,5%	7,1%	8,1%	9,1%	8,9%
20°	11,1%	8,2%	7,2%	5,4%	3,3%	2,1%	0,7%	3,1%	4,5%	6,9%	8,7%	10,7%	12,7%
30°	14,0%	11,1%	8,5%	6,2%	3,3%	1,8%	0,0%	3,2%	5,0%	8,1%	10,6%	13,3%	16,1%
40°	17,7%	14,2%	11,1%	8,4%	5,2%	3,6%	1,7%	5,3%	7,3%	10,9%	13,7%	16,8%	20,2%
45°	19,8%	16,1%	12,9%	10,1%	6,8%	5,2%	3,4%	7,1%	9,0%	12,7%	15,6%	18,9%	22,5%

Figura 41: Perdida Azimut

Fuente: Guia para la instalacion de paneles fotovoltaicos

7 INFORMACIÓN PARA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO RESIDENCIAL

En la sección 6.1 se presenta la metodología del sector residencial y se detallan los parámetros que son relevantes para poder realizar este modelo. A continuación, se presenta un análisis de la información requerida para el sector residencial.

Factores técnicos

Para esto, se identifican tres fuentes de información principales para caracterizar las viviendas del sector residencial: la encuesta CASEN 2017, el CENSO 2017 y la información proveniente de los roles del SII. Cabe destacar que toda la información se encuentra desagregada a nivel comunal, pero en esta sección se presentan agregados por región, de manera que se puedan apreciar bien los resultados. Esta información finalmente no fue ocupada en el modelo por lo que se coloca a modo referencial.

De acuerdo a los datos del CENSO (INE, 2017), a nivel nacional existen 5.167.728 casas y de acuerdo a la encuesta CASEN (Ministerio de Desarrollo Social, 2017) se registran 6.251.764 casas. El resto de las viviendas, corresponden a tipologías que no son consideradas dentro del modelo de proyección de GD, debido a que son edificios o bien corresponden a viviendas donde no se puede instalar un sistema FV. Como es de esperar, la Región Metropolitana concentra la mayor cantidad de casas, contando con el 31% del total a nivel nacional, y en segundo lugar se encuentra la Región de Valparaíso, con un 12% del total de casas a nivel nacional, de acuerdo a los datos del CENSO.

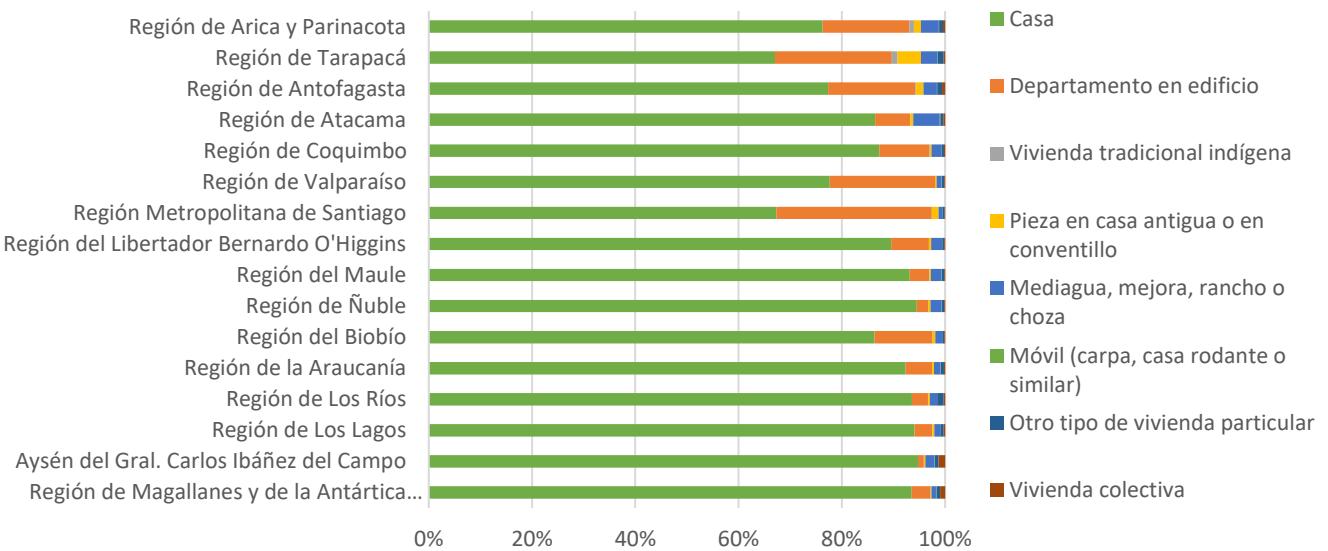


Figura 42: Participación por tipo de vivienda por región.

Fuente: Elaborado a partir de CENSO 2017 (INE, 2017)

Respecto de la propiedad de las viviendas, la encuesta CASEN señala que existen casi 4 millones de casas que ya son propias, pagadas o pagándose. Como se puede observar en la Figura 43, todas las comunas cuentan con más del 40% de casas propias.

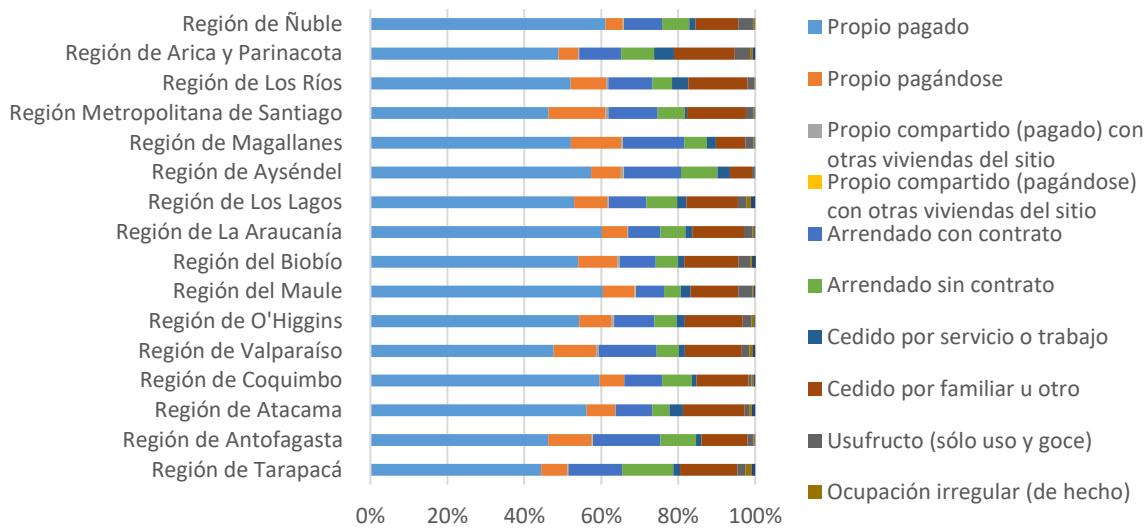


Figura 43: Propiedad de las casas por región.

Fuente: Elaborado a partir de CASEN 2017 (Ministerio de Desarrollo Social, 2017)

Se revisan aquellos techos que se encuentran en buen estado, ya que aquellos que tienen características de estado “aceptable” o en “mal estado” requerirán de una inversión extra para mejorar el techo previo a la instalación del sistema FV. De acuerdo a los datos de la CASEN, más de 4,4 millones de casas a nivel nacional cuentan con techos en buen estado. A partir de estas, se revisa el material que predomina en el techo de la vivienda, ya que como se mencionó anteriormente, las planchas de fibrocemento o pizarreño no permiten la instalación de sistemas fotovoltaicos.

Tabla 12: Techos de casas en buen estado por región.

Región	Tejas o tejuela	Losa hormigón	Planchas metálicas (zinc, cobre, etc.)	Plancha de fibrocemento (pizarreño)	Fonolita o plancha de fieltro embreado	No sabe/no responde
Arica y Parinacota	3.935	9.689	3.803	6.581	-	49
Tarapacá	11.025	10.855	29.863	22.100	55	-
Antofagasta	28.823	46.028	50.269	15.817	-	130
Atacama	8.497	3.606	29.130	22.737	-	-
Coquimbo	11.222	2.139	95.844	75.397	-	-
Valparaíso	67.342	9.628	275.773	105.885	-	801
Metropolitana	427.235	30.114	829.024	391.195	-	1.345
O'Higgins	34.430	2.372	172.830	61.150	-	-
Maule	28.628	2.883	219.785	51.432	-	64
Ñuble	9.019	766	105.392	3.738	-	-
Biobío	41.051	2.272	335.410	32.689	-	501
La Araucanía	15.901	655	230.798	3.373	-	177
Los Ríos	7.667	818	95.123	379	-	-
Los Lagos	21.640	878	225.694	2.022	-	91

Aysén	1.829	368	34.001	119	-	-
Magallanes	7.052	363	43.642	1.789	-	38
Total	725.296	123.434	2.776.381	796.403	55	3.196

Fuente: Elaborado a partir de CASEN 2017 (Ministerio de Desarrollo Social, 2017)

En todas las regiones predominan las viviendas entre 41 y 60 m² y las de 61 a 100 m², alcanzado estas más del 65% de los distintos tamaños de vivienda por región. Cabe destacar que esta medida no especifica si corresponden a viviendas de un piso o más, por lo cual los valores podrían estar sobredimensionados.

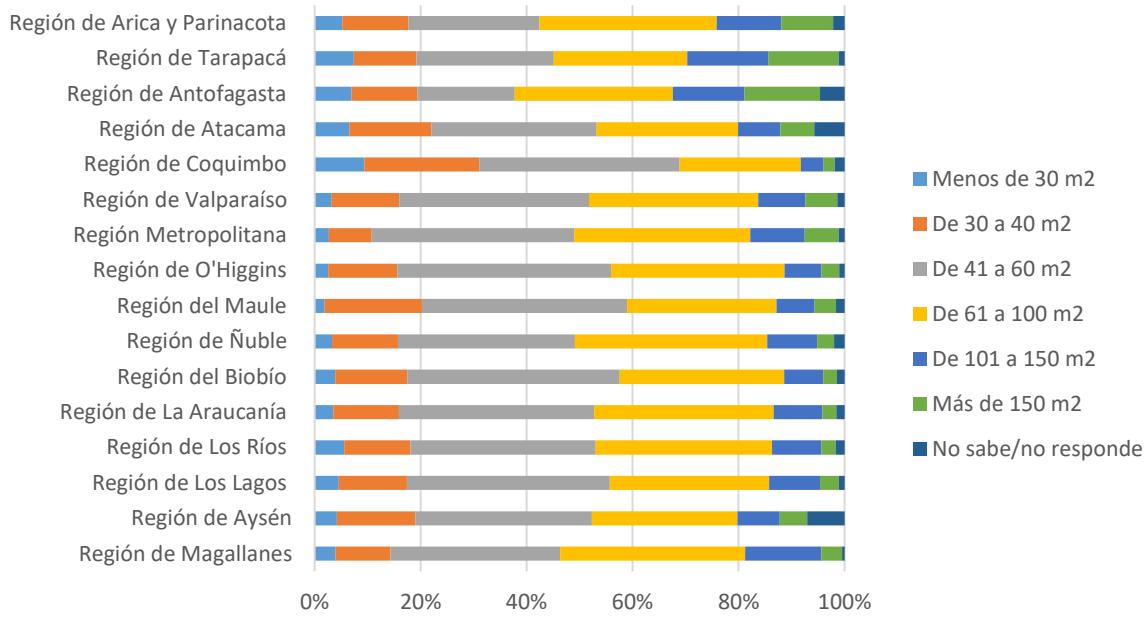


Figura 44: Metros cuadrados de casas por región.

Fuente: Elaborado a partir de CASEN 2017 (Ministerio de Desarrollo Social, 2017)

La encuesta CASEN también proporciona información respecto de la disponibilidad de suministro eléctrico, especificando si las casas se encuentran conectadas a la red y si cuentan con medidor propio o compartido.

Tabla 13: Disponibilidad de suministro eléctrico casas.

Región	Sí, de la red pública con medidor propio	Sí, de la red pública con medidor compartido	Sí, de la red pública sin medidor	Sí, de la red pública y un generador propio o comunitario	Sí, sólo de un generador propio o comunitario	No dispone de energía eléctrica	No sabe/no responde
Arica y Parinacota	45.541	3.710	882	727	349	192	0
Tarapacá	109.990	9.038	870	897	1.349	829	97
Antofagasta	202.782	9.255	439	2.860	1.207	559	0
Atacama	100.086	1.966	888	843	801	161	0
Coquimbo	262.147	11.475	883	3.018	1.445	837	109
Valparaíso	591.081	53.450	5.478	3.007	607	1.880	0
Metropolitana	2070741	255.509	7.749	13.844	1.312	3.095	336

Región	Sí, de la red pública con medidor propio	Sí, de la red pública con medidor compartido	Sí, de la red pública sin medidor	Sí, de la red pública y un generador propio o comunitario	Sí, sólo de un generador propio o comunitario	No dispone de energía eléctrica	No sabe/no responde
O'Higgins	317.263	34.442	2.548	1.243	284	1.618	183
Maule	386.303	24.434	503	2.173	994	1.270	609
Ñuble	161.182	12.246	401	1.514	366	632	0
Biobío	496.564	37.890	4.687	2.211	128	597	0
La Araucanía	335.872	16.959	3.638	2.667	561	3.205	476
Los Ríos	127.606	12.891	823	299	70	319	29
Los Lagos	319.147	31.733	1.272	1.550	67	1.043	35
Aysén	45.098	2.142	32	351	280	123	0
Magallanes	62.050	3.803	56	736	153	72	0
Total	5.633.453	520.943	31.149	37.940	9.973	16.432	1.874

Fuente: Elaborado a partir de CASEN 2017 (Ministerio de Desarrollo Social, 2017)

La información respecto del suministro eléctrico se obtendrá del mapa de distribución que fue solicitado a la SEC. En este, se podrá conocer la capacidad máxima disponible por barrio y la distancia al punto de inyección.

Factores socioeconómicos de los hogares

A partir de la encuesta CASEN se puede obtener el ingreso total promedio del hogar, el cual corresponde a la suma del total de ingresos monetarios del hogar (ingresos autónomos y subsidios monetarios recibidos por el hogar) más una imputación por arriendo en el caso de los hogares que viven en una vivienda propia pagada. Esta información finalmente no fue ocupada en el modelo por lo que se coloca a modo referencial.

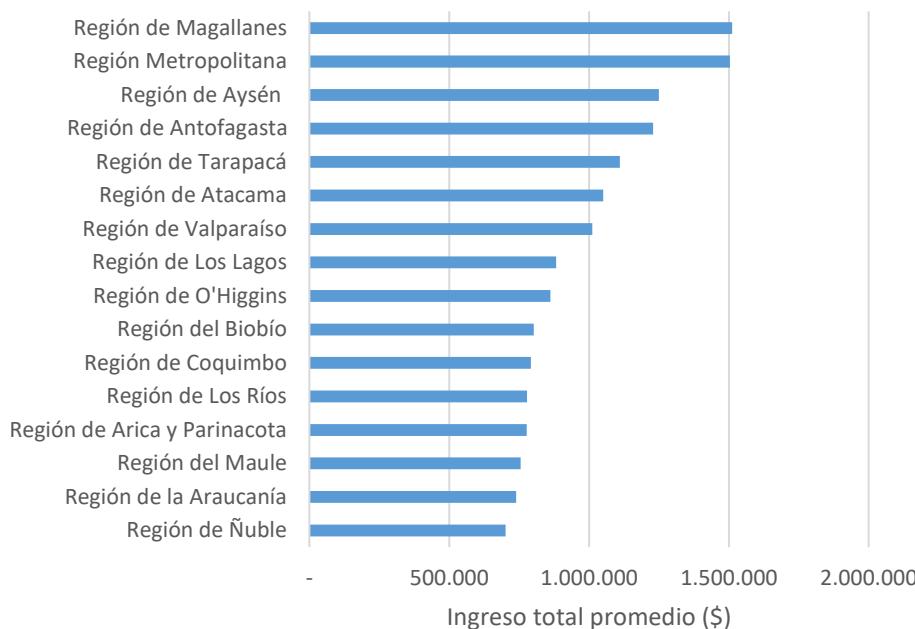


Figura 45: Ingreso total promedio del hogar.

Fuente: Elaborado a partir de encuesta CASEN (Ministerio de Desarrollo Social, 2017)

Factores Financieros

En cuanto a los factores financieros, la principal componente corresponde al costo de inversión. Los precios de paneles residenciales se obtienen de la información reportada por la empresa distribuidora ENEL, proyectada con tasas de crecimiento de NREL⁵⁵.

Tabla 14: Costos de Kit FV para sistemas on grid netbilling monofásico.

Capacidad [kWp]	Costo (CLP)
1,5	\$2.490.000
2	\$3.190.000
3	\$3.890.000

Fuente: (Enel, 2021)

A su vez se presenta resultado de estudios de costos de los PFV para el año 2020 sin IVA incluido, estudio que fue realizado por la GIZ, NAMA Chile y el Ministerio de Energía, donde se aprecia diferentes rangos de potencia, promedios, medianas, mínimos y máximos.

Tabla 15: Costos de Proyectos llave en mano 2020

Costo proyectos llave en mano pesos chilenos [CLP/kWp]				
Rango de potencia [kWp]	Promedio	Mediana	Mínimo	Máximo
1 a 5	1.279.367	1.250.000	761.000	2.394.000
5 a 10	1.151.102	1.100.000	755.000	2.170.000
10 a 30	1.025.700	977.611	750.000	1.600.000
30 a 100	943.347	882.000	680.000	2.187.178
100 a 300	790.319	760.000	575.860	1.300.000
300 a 500	678.612	640.000	560.000	860.000
500 a 1.500	640.645	600.000	550.000	780.000

Fuente: GIZ, NAMA Chile y el Ministerio de Energía - 2020

En cuanto a los costos de baterías, estos se obtienen a partir de la información recopilada en diversas empresas vendedoras de insumos para la instalación de paneles solares.

Tabla 16: Costo promedio de baterias AGM, según amperes y voltaje

Tipo	Costo promedio (CLP) ⁵⁶
Batería 100ah 12V AGM	\$135.000
Batería 120ah 12V AGM	\$174.000
Batería 150ah 12V AGM	\$193.700
Batería 200ah 12V AGM	\$276.000

Fuente: Elaboración propia (fecha de consulta de precios marzo 2021)

Por otro lado, se debe conocer el potencial de generación que tiene la vivienda. Esto se obtiene a partir de un geotiff del explorador solar⁵⁷, herramienta desarrollada por el Ministerio de

⁵⁵ Se utilizan tasas disponibles en: https://github.com/NREL/dgen/tree/master/dgen_os/input_data/pv_prices

⁵⁶ Cálculo realizado en base al promedio de los precios de mercado de las comercializadoras Solarstore y Solartex, para baterías marca ULTRACELL.

⁵⁷ Disponible en: <http://solar.minenergia.cl/inicio>

Energía, la GIX y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. Este geotiff permite obtener un factor de planta ideal, que luego es corregido mediante el azimuth de los terrenos.



Figura 46: Mapa Explorador Solar

Fuente: Explorador Solar (<http://solar.minenergia.cl/exploracion>)

Se buscó estimar el ahorro gracias a la generación de energía eléctrica, se obtienen datos de cuentas tipo promedio (CLP\$23.568 por comuna a partir de información de la plataforma Energía Abierta) (CNE, 2021). Como se puede observar en la Figura 47, la Región Metropolitana es la que cuenta con menores precios de electricidad, teniendo una cuenta promedio por debajo de los CLP\$ 20.000. Las comunas de Las Condes, Recoleta, La Florida, Maipú, Pedro Aguirre Cerda, Lo Espejo, La Granja, La Cisterna, Providencia, Santiago, Vitacura, San Ramón, Lampa, Renca, Peñalolén, Quilicura, San Joaquín, Cerro Navia, Conchalí, Pudahuel, Independencia, Cerrillos, San Miguel, Quinta Normal, Estación Central, Huechuraba, Macul, Ñuñoa, Lo Prado y La Reina, son las comunas que presenta menores valores de cuenta tipo promedio, con un total de \$18.246.

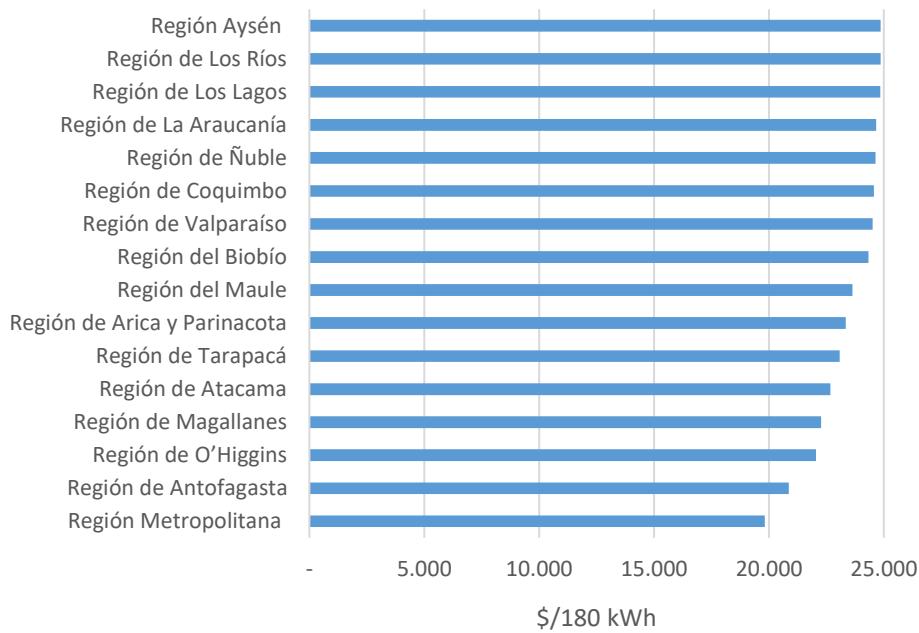


Figura 47: Cuenta tipo promedio por región

Fuente: Elaborado a partir de (CNE, 2021)

Respecto de la demanda de energía (kWh) de los hogares y los otros sectores, se obtiene un valor de kWh por m² a partir de datos del BNE junto con datos de los m² registrados en el SII (este valor corresponde a construcciones), para los que se obtuvieron demandas por m², por destino y por región. Se indica, lo considerado del BNE, para el cálculo de la energía.

Tabla 17 Datos demanda energía sector Comercial

REGIÓN	SECTOR SII	kWh/m ²	Total M ²	Energía TCAL 2019	BNE MODELO
AI	Comercio, Hotel Motel, Oficina	77,71117	657.891	43,96	Comercial, sin clínicas
AN	Comercio, Hotel Motel, Oficina	82,46228	2.434.532	172,62	Comercial, sin clínicas
AP	Comercio, Hotel Motel, Oficina	96,26808	772.691	63,96	Comercial, sin clínicas
AR	Comercio, Hotel Motel, Oficina	72,1579	3.756.973	233,1	Comercial, sin clínicas
AT	Comercio, Hotel Motel, Oficina	68,5116	1.306.753	76,98	Comercial, sin clínicas
BI	Comercio, Hotel Motel, Oficina	91,76754	5.091.129	401,72	Comercial, sin clínicas
CO	Comercio, Hotel Motel, Oficina	85,63684	2.223.009	163,69	Comercial, sin clínicas
LI	Comercio, Hotel Motel, Oficina	70,06774	3.626.546	218,49	Comercial, sin clínicas
LL	Comercio, Hotel Motel, Oficina	170,0316	4.150.660	606,83	Comercial, sin clínicas
LR	Comercio, Hotel Motel, Oficina	143,4601	1.384.882	170,83	Comercial, sin clínicas
MA	Comercio, Hotel Motel, Oficina	70,84867	1.377.241	83,9	Comercial, sin clínicas
ML	Comercio, Hotel Motel, Oficina	92,23171	3.667.991	290,89	Comercial, sin clínicas
NB	Comercio, Hotel Motel, Oficina	32,09342	2.015.555	55,62	Comercial, sin clínicas
RM	Comercio, Hotel Motel, Oficina	213,2191	26.946.945	4940,33	Comercial, sin clínicas
TA	Comercio, Hotel Motel, Oficina	87,04479	1.783.418	133,48	Comercial, sin clínicas
VS	Comercio, Hotel Motel, Oficina	101,1487	7.023.163	610,82	Comercial, sin clínicas

Tabla 18 Datos demanda energía sector Educación y Cultura

REGIÓN	SECTOR SII	kWh/m2	Total M2	Energía 2019	TCAL	BNE MODELO
AI	Educación y Cultura	7,150855	307.223	1,889		Universidades,Colegios
AN	Educación y Cultura	10,55178	771.859	7,003		Universidades,Colegios
AP	Educación y Cultura	9,79487	373.661	3,147		Universidades,Colegios
AR	Educación y Cultura	14,52872	2.134.969	26,671		Universidades,Colegios
AT	Educación y Cultura	8,338791	418.406	3		Universidades,Colegios
BI	Educación y Cultura	18,36946	2.632.560	41,581		Universidades,Colegios
CO	Educación y Cultura	22,2075	1.089.447	20,803		Universidades,Colegios
LI	Educación y Cultura	13,37649	1.569.245	18,049		Universidades,Colegios
LL	Educación y Cultura	19,44734	1.936.286	32,378		Universidades,Colegios
LR	Educación y Cultura	13,93589	954.375	11,436		Universidades,Colegios
MA	Educación y Cultura	7,979778	353.865	2,428		Universidades,Colegios
ML	Educación y Cultura	12,48029	1.877.065	20,143		Universidades,Colegios
NB	Educación y Cultura	0,577368	1.001.113	0,497		Universidades,Colegios
RM	Educación y Cultura	6,424375	10.940.142	60,433		Universidades,Colegios
TA	Educación y Cultura	10,26078	496.221	4,378		Universidades,Colegios
VS	Educación y Cultura	10,5863	2.966.193	27		Universidades,Colegios

Tabla 19 Datos demanda energía sector Habitacional

REGIÓN	SECTOR SII	kWh/m2	Total M2	Energía 2019	TCAL	BNE MODELO
AI	Habitacional	47,0375	1.516.876	61,35		Casas, no deptos
AN	Habitacional	54,58592	6.564.122	308,09		Casas, no deptos
AP	Habitacional	47,84068	2.521.175	103,71		Casas, no deptos
AR	Habitacional	37,00941	14.244.384	453,29		Casas, no deptos
AT	Habitacional	40,7535	4.365.656	152,98		Casas, no deptos
BI	Habitacional	60,73188	17.105.893	893,27		Casas, no deptos
CO	Habitacional	43,9944	10.456.437	395,55		Casas, no deptos
LI	Habitacional	42,88842	14.953.873	551,46		Casas, no deptos
LL	Habitacional	45,13407	13.273.703	515,13		Casas, no deptos
LR	Habitacional	42,23032	6.228.598	226,17		Casas, no deptos
MA	Habitacional	30,28194	3.793.718	98,78		Casas, no deptos
ML	Habitacional	40,2944	17.742.401	614,72		Casas, no deptos
NB	Habitacional	46,67702	6.871.557	275,79		Casas, no deptos
RM	Habitacional	56,52814	88.240.095	4288,95		Casas, no deptos
TA	Habitacional	64,8514	2.510.304	139,98		Casas, no deptos
VS	Habitacional	42,31442	27.405.838	997,13		Casas, no deptos

Tabla 20 Datos demanda energía sector Salud

REGIÓN	SECTOR SII	kWh/m2	Total M2	Energía 2019	TCAL	BNE MODELO
AI	Salud	217,7946	40.156		7,52	Hospitales, Clínicas
AN	Salud	95,07814	284.762		23,28	Hospitales, Clínicas
AP	Salud	105,1352	79.646		7,2	Hospitales, Clínicas
AR	Salud	140,2313	321.205		38,73	Hospitales, Clínicas
AT	Salud	83,38536	144.215		10,34	Hospitales, Clínicas
BI	Salud	127,4343	538.450		59	Hospitales, Clínicas
CO	Salud	123,2659	157.374		16,68	Hospitales, Clínicas
LI	Salud	94,75471	400.003		32,59	Hospitales, Clínicas
LL	Salud	189,7163	370.571		60,45	Hospitales, Clínicas
LR	Salud	256,9366	126.151		27,87	Hospitales, Clínicas
MA	Salud	147,1253	142.524		18,03	Hospitales, Clínicas
ML	Salud	129,0651	316.555		35,13	Hospitales, Clínicas
NB	Salud	46,51468	113.763		4,55	Hospitales, Clínicas
RM	Salud	155,6459	2.776.255		371,55	Hospitales, Clínicas
TA	Salud	48,77847	92.032		3,86	Hospitales, Clínicas
VS	Salud	141,4836	458.267		55,75	Hospitales, Clínicas

Tabla 21 Datos demanda energía sector Industria

REGIÓN	SECTOR SII	kWh/m2	Total M2	Energía 2019	TCAL	BNE MODELO
AI	Industria	129,6472	223.814		24,95	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria
AN	Industria	418,257	1.414.985		508,88	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria
AP	Industria	135,5582	362.134		42,21	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria
AR	Industria	187,7749	2.102.351		339,44	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria
AT	Industria	105,2695	804.724		72,84	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria
BI	Industria	289,941	4.800.197		1196,71	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria
CO	Industria	153,6267	872.931		115,31	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria
LI	Industria	138,0368	3.943.205		468,02	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria
LL	Industria	258,2004	2.723.722		604,7	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria
LR	Industria	204,8751	888.563		156,53	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria
MA	Industria	144,2558	504.121		62,53	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria
ML	Industria	105,5264	5.514.767		500,39	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria
NB	Industria	9,695051	1.494.678		12,46	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria
RM	Industria	264,2369	24.332.708		5528,46	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria
TA	Industria	169,0084	394.437		57,32	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria
VS	Industria	241,6015	3.214.067		667,69	Industria, sin papel y celulosa, ni agroindustria

Tabla 22 Datos demanda energía sector Público

REGIÓN	SECTOR SII	kWh/m2	Total M2	Energía 2019	TCAL	BNE MODELO
AI	Publico,Culto	76,97774	91.405	6,05	Publico,Culto	
AN	Publico,Culto	73,44861	292.141	18,45	Publico,Culto	
AP	Publico,Culto	46,79115	135.709	5,46	Publico,Culto	
AR	Publico,Culto	40,12676	423.154	14,6	Publico,Culto	
AT	Publico,Culto	71,98114	138.304	8,56	Publico,Culto	
BI	Publico,Culto	116,9525	548.821	55,19	Publico,Culto	
CO	Publico,Culto	177,7222	187.876	28,71	Publico,Culto	
LI	Publico,Culto	124,1138	424.668	45,32	Publico,Culto	
LL	Publico,Culto	42,93303	366.781	13,54	Publico,Culto	
LR	Publico,Culto	30,18608	289.343	7,51	Publico,Culto	
MA	Publico,Culto	22,25734	236.181	4,52	Publico,Culto	
ML	Publico,Culto	113,5321	386.396	37,72	Publico,Culto	
NB	Publico,Culto	4,056955	189.201	0,66	Publico,Culto	
RM	Publico,Culto	260,0272	2.721.269	608,43	Publico,Culto	
TA	Publico,Culto	111,1115	164.436	15,71	Publico,Culto	
VS	Publico,Culto	193,6345	905.489	150,76	Publico,Culto	

Tabla 23 Datos demanda energía sector Minería

REGIÓN	SECTOR SII	kWh/m2	Total M2	Energía 2019	TCAL	BNE MODELO
AI	Minería	20,9254	41,128	0,74	Cobre y minería	
AN	Minería	7620,744	1,889,405	12380,63	Cobre y minería	
AP	Minería	2001,678	11,016	18,96	Cobre y minería	
AT	Minería	4124,768	804,737	2854,13	Cobre y minería	
BI	Minería	19,57089	4,754	0,08	Cobre y minería	
CO	Minería	17914,88	104,437	1608,75	Cobre y minería	
LI	Minería	119991,5	17,038	1757,88	Cobre y minería	
RM	Minería	9919,916	169,606	1446,67	Cobre y minería	
TA	Minería	5536,165	322,141	1533,47	Cobre y minería	
VS	Minería	15771,31	100,826	1367,29	Cobre y minería	

Tabla 24 Datos demanda energía sector Agrícola

REGIÓN	SECTOR SII	kWh/m2	Total M2	Energía 2019	TCAL	BNE MODELO
AI	Agrícola,Agroindustria	32,06394	34.095		0,94	Agrícola,Agroindustria
AN	Agrícola,Agroindustria	184,0879	26.155		4,14	Agrícola,Agroindustria
AP	Agrícola,Agroindustria	35,76265	316.094		9,72	Agrícola,Agroindustria
AR	Agrícola,Agroindustria	163,7836	340.201		47,91	Agrícola,Agroindustria
AT	Agrícola,Agroindustria	1540,277	30.746		40,72	Agrícola,Agroindustria
BI	Agrícola,Agroindustria	678,8572	119.905		69,99	Agrícola,Agroindustria
CO	Agrícola,Agroindustria	827,7865	181.590		129,25	Agrícola,Agroindustria
LI	Agrícola,Agroindustria	101,4451	5.398.783		470,92	Agrícola,Agroindustria
LL	Agrícola,Agroindustria	449,1626	324.590		125,36	Agrícola,Agroindustria
LR	Agrícola,Agroindustria	225,9086	284.587		55,28	Agrícola,Agroindustria
MA	Agrícola,Agroindustria	247,1982	70.114		14,90	Agrícola,Agroindustria
ML	Agrícola,Agroindustria	268,4879	840.993		194,15	Agrícola,Agroindustria
NB	Agrícola,Agroindustria	7,35447	414.314		2,62	Agrícola,Agroindustria
RM	Agrícola,Agroindustria	155,381	3.309.641		442,18	Agrícola,Agroindustria
TA	Agrícola,Agroindustria	65,99235	15.156		0,86	Agrícola,Agroindustria
VS	Agrícola,Agroindustria	101,1873	3.777.005		328,62	Agrícola,Agroindustria

Tabla 25 Datos demanda energía sector Forestal

REGIÓN	SECTOR SII	kWh/m2	Total M2	Energía 2019	TCAL	BNE MODELO
AR	Forestal	35541,91	13.487		412,17	Papel y Celulosa
BI	Forestal	501052,3	4.822		2077,45	Papel y Celulosa
LL	Forestal	257,7285	10.108		2,24	Papel y Celulosa
LR	Forestal	71402,68	7.332		450,15	Papel y Celulosa
ML	Forestal	437555,1	2.151		809,27	Papel y Celulosa
NB	Forestal	648312,1	1.348		751,44	Papel y Celulosa
RM	Forestal	460574,7	958		379,39	Papel y Celulosa

Tabla 26 tamaños promedio techos y terrenos

Región	Superficie techo promedio m ²	kW max techo	kW max terreno
Arica y Parinacota	76,83	7,68	2587,91
Tarapacá	86,54	8,65	449,46
Antofagasta	110,60	11,06	3.536,96
Atacama	70,32	7,03	461,72
Coquimbo	54,96	5,50	142,32
Valparaíso	76,15	7,62	83,81
Metropolitana	89,06	8,91	42,53
Libertador Bernardo O'Higgins	70,17	7,02	79,87
Maule	63,89	6,39	49,40
Ñuble	66,38	6,64	103,56
Bio Bio	70,58	7,06	68,13
Araucanía	69,40	6,94	87,44
Los Ríos	77,03	7,70	154,27
Los Lagos	75,78	7,58	154,21
Aysén	61,57	6,16	204,40
Magallanes	87,37	8,74	252,05

Fuente: Servicio de Impuestos Internos – Elaboración propia

Se puede observar que las superficies de los techos varían entre un promedio de 54,96 y un promedio máximo de 110,60 m². En cuanto a la producción máxima de kW por techo se identifica un mínimo de 5,50 y un máximo de 11,06 kW; al considerar los kW del terreno se puede identificar un mínimo de 42,53 y un máximo de 3.536,96 kW.

A continuación, se puede apreciar un desglose por destino habitacional de la línea de construcción del inmueble y el destino comercial e industrial con la finalidad de poder observar las diferencias de acuerdo con el tipo de destino.

Tabla 27: Información de kW en techo y terreno promedio para destino habitacional

Región	Superficie promedio techo m ²	kW max techo	kW max terreno
Arica y Parinacota	53,45	5,34	14,39
Tarapacá	57,74	5,77	14,37
Antofagasta	64,07	6,41	112,49
Atacama	48,55	4,86	20,83
Coquimbo	47,68	4,77	38,99
Valparaíso	62,41	6,24	35,67
Metropolitana	59,18	5,92	19,00
Libertador Bernardo O'Higgins	55,76	5,58	40,77
Maule	49,04	4,90	26,65
Ñuble	52,81	5,28	37,55
Bio Bio	50,79	5,08	21,19
Araucanía	55,98	5,60	33,05
Los Ríos	65,32	6,53	70,23
Los Lagos	62,86	6,29	46,71
Aysén	55,86	5,59	69,00
Magallanes	71,42	7,14	42,37

Fuente: Servicio de Impuestos Internos – Elaboración propia

Tabla 28: Información de kW en techo y terreno promedio para destino habitacional

Región	Superficie techo m ²	kW max techo	kW max terreno
Arica y Parinacota	180,06	18,01	13948,13
Tarapacá	190,98	19,10	2027,12
Antofagasta	335,58	33,56	20094,93
Atacama	203,53	20,35	3159,41
Coquimbo	89,15	8,92	627,50
Valparaíso	129,11	12,91	269,29
Metropolitana	248,80	24,88	168,33
Libertador Bernardo O'Higgins	124,62	12,46	227,65
Maule	135,65	13,57	159,35
Ñuble	116,53	11,65	347,62
Bio Bio	172,31	17,23	309,38
Araucanía	120,64	12,06	295,07
Los Ríos	107,10	10,71	370,22
Los Lagos	106,78	10,68	412,16
Aysén	72,85	7,28	471,79
Magallanes	123,54	12,35	727,72

Fuente: Servicio de Impuestos Internos – Elaboración propia

Siguiendo la línea de la tabla anterior a continuación se muestra la misma información, pero esta vez de acuerdo con los destinos de las construcciones los cuales fueron informados por el Servicio de Impuestos Internos.

Tabla 29: Información de kW en techo y terreno

Destino línea de construcción	Superficie techo m2	kW max techo	kW max terreno
Sin Identificar	78,51	7,85	2.087,16
Agrícola	145,35	14,54	110,15
Comercio	139,66	13,97	41,05
Deporte y Recreación	430,77	43,08	801,66
Educación Cultura	605,78	60,58	263,61
Hotel Motel	309,09	30,91	633,11
Habitación	56,75	5,67	30,85
Industria	750,18	75,02	878,73
Bien Común	133,07	13,31	21,63
Bodega y Almacenaje	235,70	23,57	121,94
Minería	210,91	21,09	12.378,26
Oficina	169,64	16,96	154,94
Administración Pública y Defensa	750,77	75,08	1.487,02
Culto	207,08	20,71	112,02
Salud	672,53	67,25	184,76
Transporte y Telecomunicaciones	398,13	39,81	1.262,65
Otros No Considerados	139,96	14,00	279,07
Sitio Eriazo	27,00	2,70	7,25
X	101,16	10,12	29,97
Estacionamiento	140,57	14,06	30,46

Fuente: Ministerio de Energía / Servicio de Impuestos Internos – Elaboración propia

Precios de avalúo

El avalúo de los terrenos depende fuertemente del valor comercial de la zona y de la riqueza de una comuna o región. Por lo tanto, este será el proxy del ingreso de las distintas entidades a simular.

En la tabla que sigue se puede observar los precios promedios por metro cuadrado de terreno donde se puede observar un valor promedio del m2 del terreno de \$118.484,46.

Tabla 30: Precio del metro cuadrado del terreno por región

Región	Precio promedio (\$)
Arica y Parinacota	149.532
Tarapacá	192.188
Antofagasta	177.099
Atacama	93.518
Coquimbo	112.890
Valparaíso	108.266
Metropolitana	207.753
Libertador Bernardo O'Higgins	88.067
Maule	91.788
Ñuble	81.063
Bio Bio	101.685
Araucanía	94.191
Los Ríos	85.547
Los Lagos	88.156
Aysén	82.695
Magallanes	141.305

Fuente: Servicio de Impuestos Internos – Elaboración propia

El precio promedio del metro cuadrado es encabezado por la Región Metropolitana y seguido por las regiones del norte del país como son Tarapacá, Antofagasta y Arica y Parinacota. A su vez las regiones con menor valor del m² del terreno son las regiones de Los Ríos, Aysén y Ñuble.



Figura 48: Promedio Metro Cuadrado por región

Fuente: Elaboración propia en base a Servicio Impuestos Internos

En cuanto a los destinos de las líneas de construcción se puede observar que son los destinos bien comunes, educación y cultura, y hotel y motel los destinos que presentan el mayor precio del metro cuadrado del terreno a su vez es el destino habitacional el que presenta el menor valor del terreno al igual que los destinos no identificados.

Tabla 31: Precio del Metro cuadrado del terreno por región

Destino línea de construcción	Precio promedio (\$)
Sin Identificar	57.269
Agrícola	141.484
Comercio	244.010
Deporte y Recreación	168.026
Educación Cultura	392.083
Hotel Motel	345.414
Habitación	133.906
Industria	167.126
Bien Común	819.281
Bodega y Almacenaje	184.786
Minería	168.253
Oficina	287.647
Administración Pública y Defensa	272.385
Culto	145.488
Salud	308.443
Transporte y Telecomunicaciones	170.896
Otros No Considerados	200.308
Sitio Eriazo	178.830
X	183.625
Estacionamiento	219.954

Fuente: Servicio de Impuestos Internos – Elaboración propia



Figura 49: Promedio Metro Cuadrado por destino

Fuente: Servicio Impuestos Internos – Elaboración propia

7.1 Programación del modelo en Julia

Debido a problemas con el rendimiento de Python (para simular alrededor de 4 millones de agentes), se pronosticaba un tiempo de alrededor de 5 a 6 horas. Gracias a distintas mejoras, se está logrando simular 20 años en Julia, en un tiempo estimado de menos de 10 minutos.

Debido al volumen del código, este se entrega en un archivo anexo aparte. Las librerías incorporadas en el docker son PyCall, Parquet, IJulia, ExcelFiles, SQLite, OpenStreetMapX, ProgressMeter, Lazy, Agents, FLoops, NearestNeighbor, PyPlot, JuMP, REoptLite, Cbc, SCIP, MathOptInterface, GeoArrays.

Respecto a los optimizadores analizados fueron SCIP, CbC con Jump. Finalmente, la posibilidad de optimización tuvo que ser descartada, debido a los tiempos de simulación los cuales, frente a 4 millones de agentes, no era posible de simular (esto aun cuando se utilizaran optimizadores como CPLEX).

7.1.1 Docker file

Se muestra en el Anexo 9.1 el código que permite construir el Docker, para evitar problemas de compatibilidad entre computadores. Este código se disminuyó para tener que usar solamente las librerías necesarias, y que no sea demasiado pesado.

7.1.2 Filtrado

Esto permite hacer un filtrado inicial de los terrenos a modelar (Anexo 9.4 en anexos). Se está creando un archivo de configuración, que permite seleccionar la pendiente de los terrenos, los sectores a simular y los datos iniciales de los proyectos ya instalados hasta el momento, que servirán para la calibración del modelo.

7.1.3 Simulación

Respecto a la simulación los escenarios considerados en el modelo son tres y estos corresponden a la información que se detalla a continuación. Esta generación de escenarios, permite además que el modelo sea sensibilizado respecto de los parámetros más relevante, como es el caso del PIB, la demanda eléctrica, los costos de inversión y la tarifa eléctrica.

1. Escenario Base:
 - a. PIB BASE, que se traduce en un PIB per cápita, que hace crecer el ingreso de los agentes de manera proporcional.
 - b. La demanda eléctrica crece de acuerdo con las elasticidades regionales de sectores industrial, residencial y comercial. Fuente CNE, E2BIZ, y mediante la inyección de un escenario de precios de electricidad, acorde al PIB BASE (En la PELP se maneja algo del estilo)
 - c. Costos de inversión de acuerdo con NREL, escenario BASE.
 - d. Tarifa eléctrica BASE, sin modificaciones y proyectada de acuerdo a la referencia de la CNE.

2. Escenario Alto

- a. PIB ALTO, que se traduce en un PIB per cápita, que hace crecer el ingreso de los agentes de manera proporcional.
- b. La demanda eléctrica crece de acuerdo a las elasticidades regionales de sectores industrial, residencial y comercial. Fuente CNE,E2BIZ, y mediante la inyección de un escenario de precios de electricidad, acorde al PIB ALTO (En la PELP se maneja algo del estilo)
- c. Costos de inversión de acuerdo a NREL, escenario de COSTO más bajo que el BASE de NREL.
- d. Tarifa eléctrica 10% menor, respecto del escenario base.

3. Escenario Bajo:

- a. PIB BAJO, que se traduce en un PIB per cápita, que hace crecer el ingreso de los agentes de manera proporcional.
- b. La demanda eléctrica crece de acuerdo a las elasticidades regionales de sectores industrial, residencial y comercial. Fuente CNE,E2BIZ, y mediante la inyección de un escenario de precios de electricidad, acorde al PIB BAJO (En la PELP se maneja algo del estilo)
- c. Costos de inversión de acuerdo a NREL, escenario de COSTO más ALTO que el BASE de NREL.
- d. Tarifa eléctrica 10% mayor, respecto del escenario base.

Respecto a la simulación y su análisis de sensibilidad señalar que estos datos se encuentran contenidos en la planilla configuración – pestaña Inversion_pesosKw, en consideración a que es una base de datos de lata extensión se plantean a continuación un resumen se los escenarios de sensibilidad:

Para Escenario Base

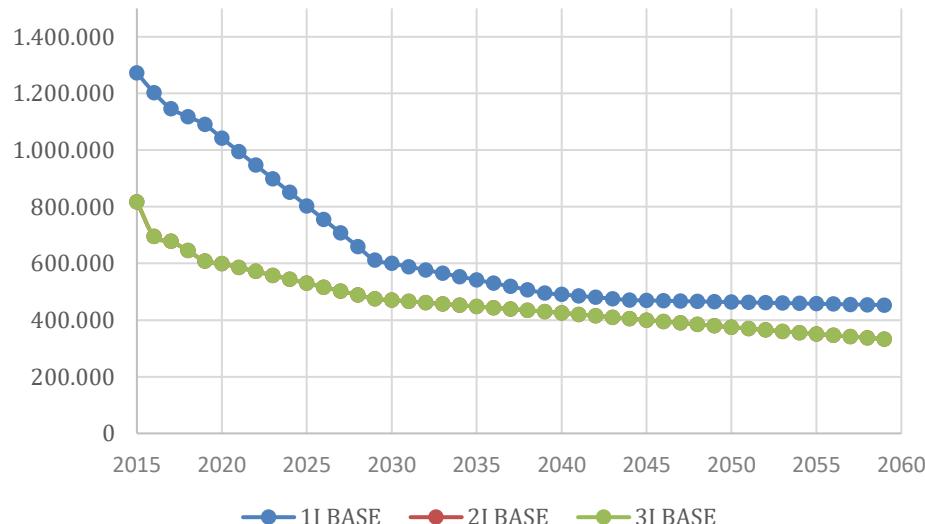


Figura 50: Inversión Pesos por Kw escenario Base

Fuente: Elaboración propia en base a NREL

Para Escenario Bajo

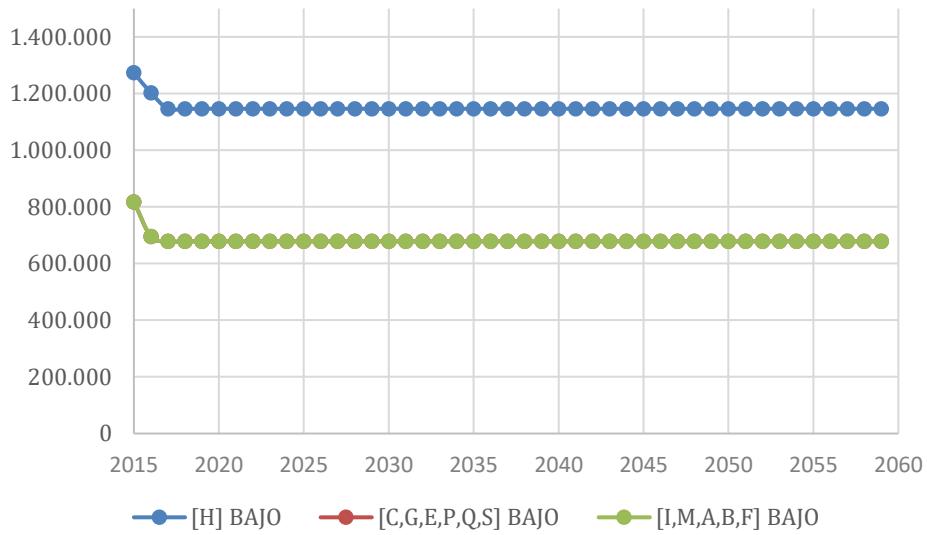


Figura 51: Inversión Pesos/Kw escenario Bajo

Fuente: Elaboración propia en base a NREL

Para Escenario Alto

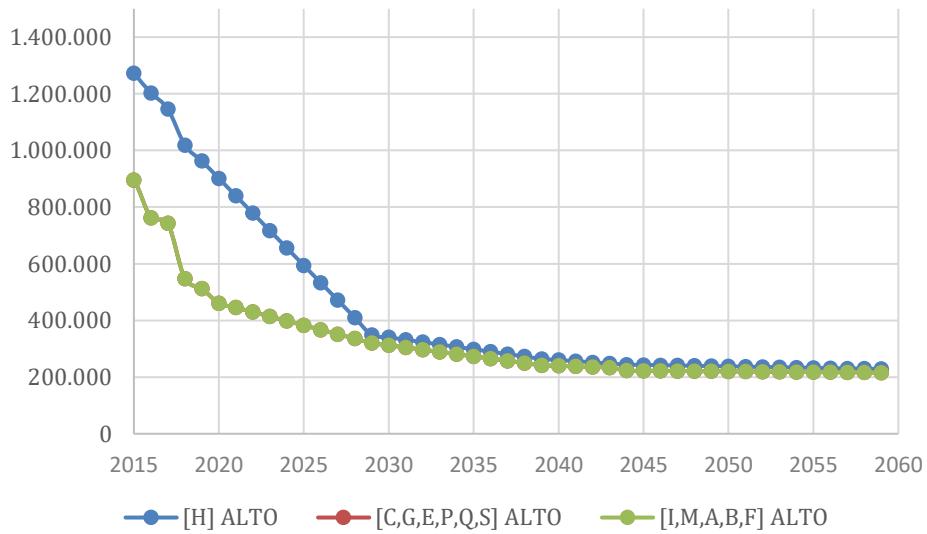


Figura 52: Inversión Pesos Kw escenario Alto

Fuente: Elaboración propia en base a NREL

Respecto a otro factor que aporta a la sensibilidad se puede considerar el precio de la electricidad tal como se señala a continuación:

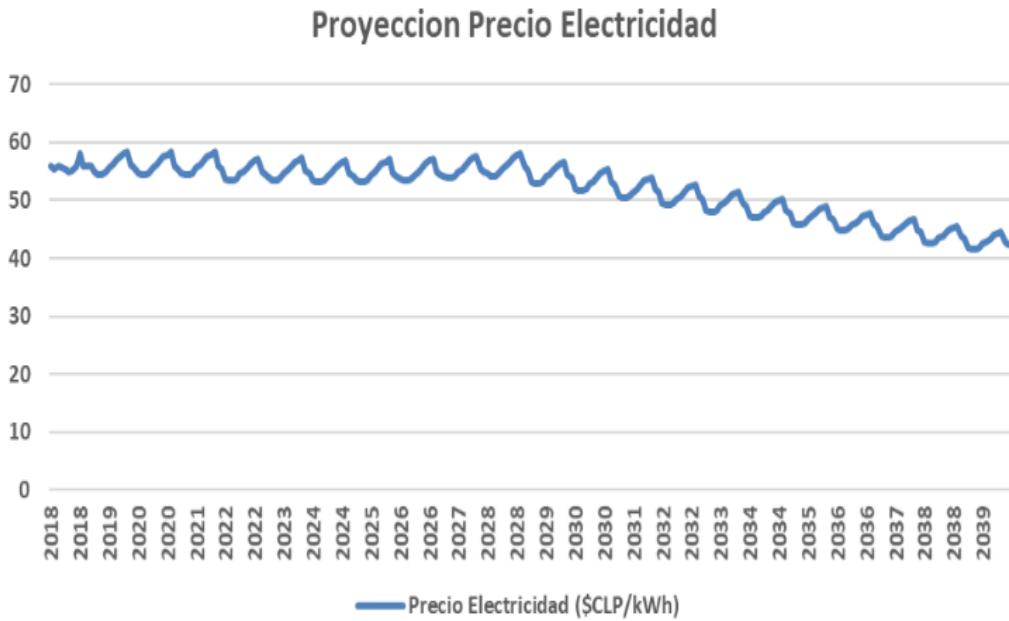


Figura 53: Precio de la electricidad

Fuente: CNE

Y para finalizar el tema de la sensibilidad se puede destacar los PIB proyectados para los tres escenarios que también aporta a la sensibilidad del modelo.

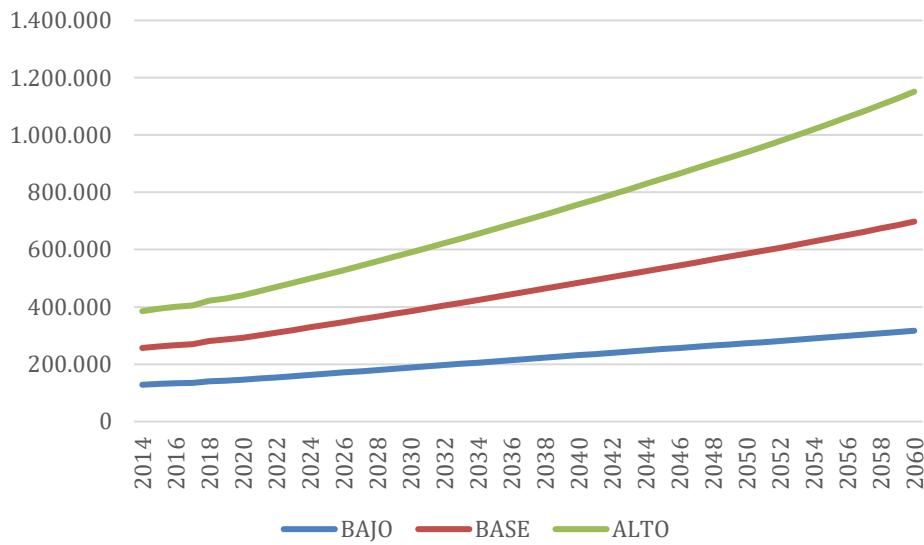


Figura 54: Proyección del PIB en tres escenarios

mil_millones_CLP2013

Fuente: Elaboración propia

El archivo utilizado que se explica en los anexos contiene el código que simula los agentes (Anexo 9.5). Dentro de los desafíos estaba el tratar de encontrar los vecinos dentro de un radio determinado, para lo cual se tuvo que recurrir a algoritmos de búsqueda de árbol, con esferas como hiperplanos, que permitieron optimizar esta búsqueda de manera importante. De manera nativa el software era muy lento para realizar esto. Respecto de la solución presentada en la reunión, se priorizó la velocidad de ejecución por sobre la presentación, debido a que son alrededor de 4 millones de agentes, considerando en una parte inicial las oficinas y el sector residencial. Respecto al algoritmo <https://github.com/KristofferC/NearestNeighbors.jl>, es la herramienta que permite la búsqueda. Se revisaron algunos puntos aleatorios, para comprobar la cercanía de los vecinos indicados.

Otro desafío relevante, es que se determinó que el modelo debía correr en conjunto, entre los distintos destinos, debido a que la red de distribución es una sola. Por lo tanto, se están haciendo esfuerzos de manera que los agentes de todos los sectores corran de una sola vez (potencialmente se podría llegar a alrededor de 6 millones de agentes en la simulación).

Planilla de configuración

La plantilla de configuración es un archivo Excel que consta de 10 secciones, separadas en distintas pestañas del documento. Las que se describen a continuación.

- **PendientesTecho:** Pendiente que por norma deben tener los techos de las casas. También contiene la conversión de m² por kWh. Para obtener la disponibilidad de generación en el techo que se desea evaluar, en cada región de acuerdo a lo indicado a continuación:
 - De Región de Arica y Parinacota a Región de Coquimbo se considera una pendiente de 10 grados.
 - De Región de Valparaíso a la Región del Maule se considera una pendiente de 20 grados.
 - De la Región del Bío Bío a Región de Magallanes se considera una pendiente de 30 grados.

En cuanto a la conversión de m² por kWh se considerará un valor de 10.

- **ParametrosSIIConsiderar:** Se especifica el sector, calidad y material del techo o terreno.
 - Se consideran 10 tipos de destino del inmueble, estos son: Comercio, Educación y Cultura, Hotel, Habitacional, Industria, Minería, Oficina, Administración Pública y Defensa, Culto y Salud.
 - En cuanto a calidad de las edificaciones se consideran 6 tipologías correspondientes a calidad superior, calidad media superior, calidad media, calidad media inferior, calidad inferior y sin información.
 - Lo referido a materialidad del inmueble se consideran un total de 18 variables.
- **OtrosParametros:** se establecen un total de 6 parámetros a considerar que son los siguientes:
 - Se establece un radio de vecinos de 300 metros que corresponde a los vecinos que son considerados influyentes en la decisión.
 - Utilidad de corte de decisión de comprar sistema por región.
 - Peso de LCOE por región.



- Peso ambiente por región.
- Peso ingreso por región.
- Peso influencia de vecinos por región.
- **Instalaciones Actuales:** Detalles de instalaciones solares implementadas en distintas regiones para los cuales se considera la siguiente información:
 - Fecha de ingreso al sistema
 - Año
 - Potencia Kw
 - Tecnología
 - Región
 - Comuna
 - Destino
 - Tipo de proyecto
 - Tipo ingreso
 - Destino corregido
- **NREL:** Se considera un periodo de tiempo comprendido entre el año 2014 y el año 2050, respecto a las variables consideradas son las siguientes:
 - system_capex_per_kw_res
 - system_capex_per_kw_com
 - system_capex_per_kw_ind
 - system_om_per_kw_res
 - system_om_per_kw_com
 - system_om_per_kw_ind
 - Cambio porcentual Residencial
 - Cambio porcentual Comercial
 - Cambio porcentual Industrial
- **Inversion\$_kW:** Inversión por región desde el año 2015 al 2060. Se consideró el destino y el grupo al que pertenecen para cada una de las regiones.
- **Tarifas\$_kWh:** Tarifas sistema eléctrico desde el año 2015 al 2060.
- **TarifasBruto:** Tarifas bruto sistema eléctrico año 2015 por comuna y región.
- **PerdidasAzimuth:** Pérdidas del sistema fotovoltaico por orientación del techo para cada una de las regiones.
- **Demandas:** Demanda en kWh por m² en distintos sectores considerando la siguiente información:
 - Región
 - Grupo
 - Sector
 - Sector nombre
 - kWh por m²
 - M²
 - Energía
 - BNE Modelo PELP
- **Comunas:** Códigos y formato de las comunas
- **Otras configuraciones:** correspondiente a precios de la electricidad.

Esta planilla el usuario puede modificar para actualizar los valores de las distintas secciones. Estos parámetros son los datos de entrada para tanto para el filtrado, selección y simulación del código.

7.1.4 Resultados

Respecto a los tres escenarios utilizados por el modelo se puede observar que el escenario bajo es el más conservador de los tres escenarios utilizados presentando un comportamiento más bien plano a diferencia del escenario base el cual presenta un comportamiento creciente al igual que el escenario alto el cual es el que potencialmente presentaría mayor aporte en cantidad de Kw.

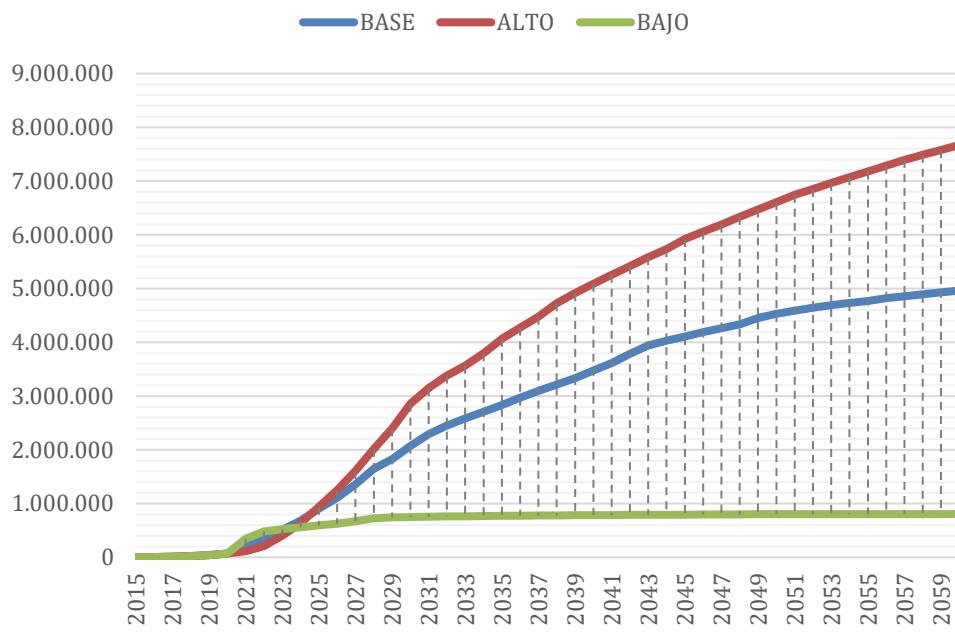


Figura 55: Aporte de Kv por Tipo de Escenario

Fuente: Elaboración propia

ESCENARIO BASE

En relación con el escenario base mirando los kw podemos observar la realidad país donde encontramos a la Región Metropolitana como la que más aporta, con más del 50% del total País; seguido casi en forma igualitaria por las demás regiones del País a excepción de Tarapacá, Magallanes, Atacama, Aysén y Arica y Parinacota que son las regiones que presentan un menor aporte al total País.

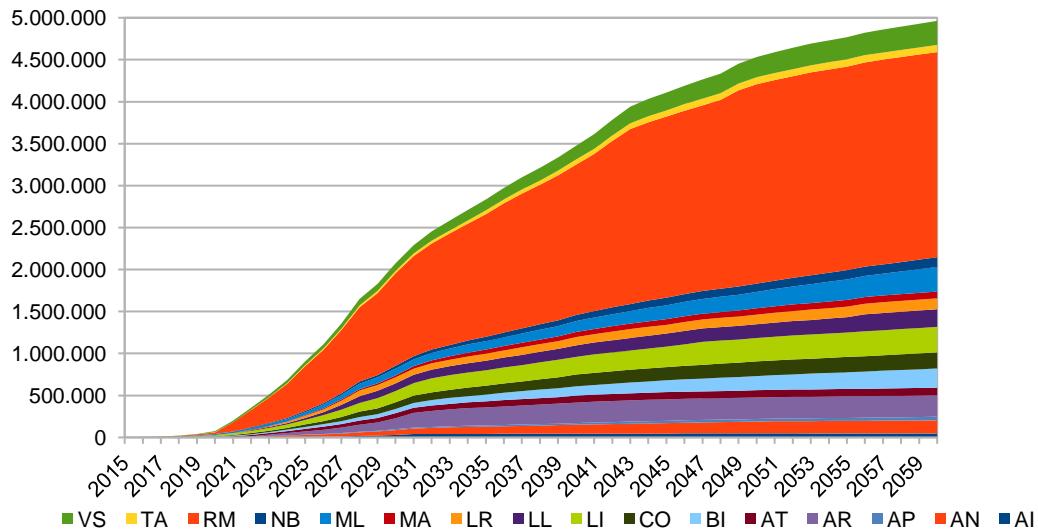


Figura 56: Aporte Regional de Kw Escenario Base

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se puede observar el potencial de KW para las regiones del norte del País, donde destacan las regiones de Antofagasta y Coquimbo como las que potencialmente podrían presentar la mayor producción de KW y la Región de Arica y Parinacota es la que presenta el menor potencial de aporte. Esto también se debe a que existen menos metros cuadrados a nivel regional, comparados con las regiones más grandes, a pesar de poseer un importante potencial solar.

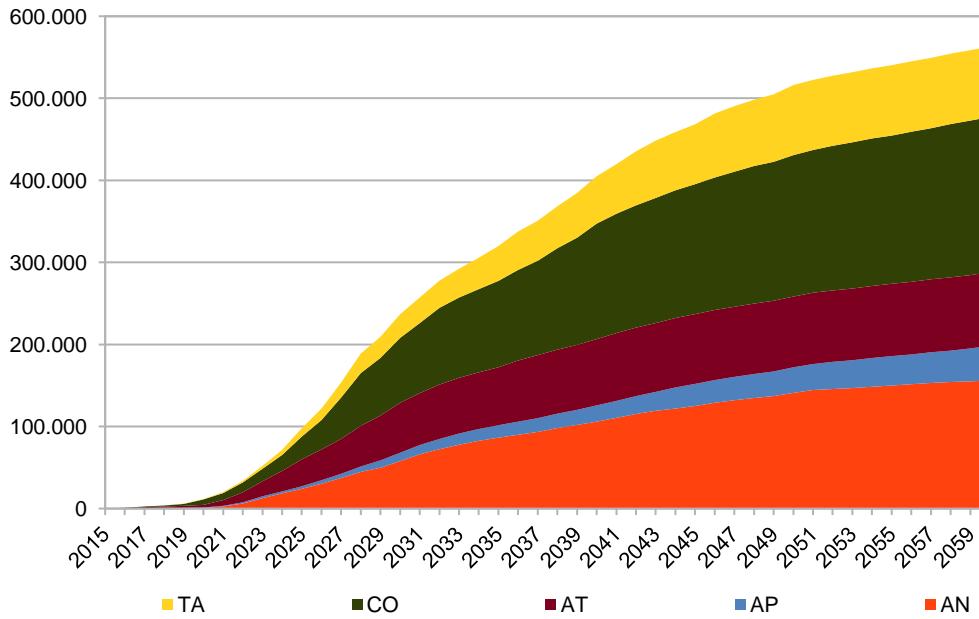


Figura 57: Aporte Regional de Kw Zona Norte Escenario Base

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a la zona centro de País es la Región Metropolitana la que presenta el mayor potencial de instalación tanto a nivel de zona como a nivel del País, es seguido en potencial de consumo, aunque en menor escala por las Regiones de O'Higgins y el Maule.

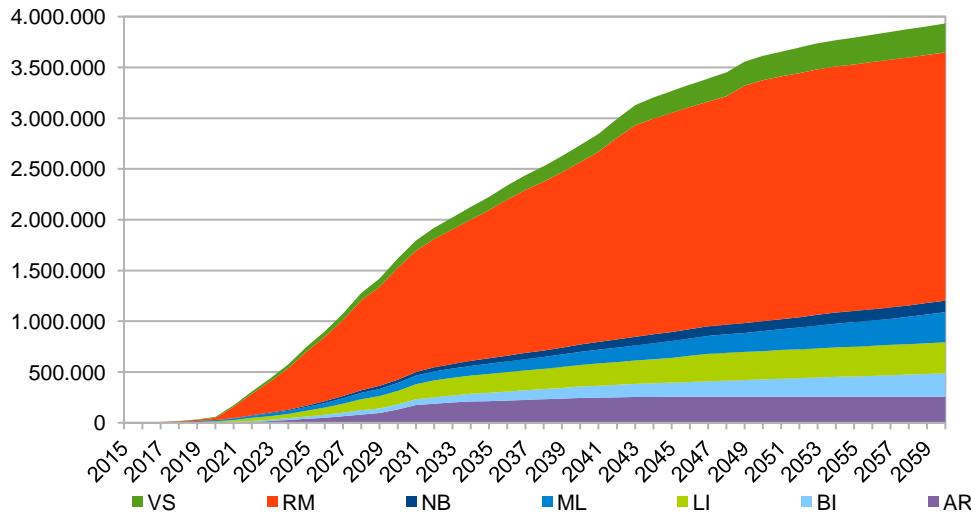


Figura 58: Aporte Regional de Kw Zona Centro Escenario Base

Fuente: Elaboración propia

En relación con la zona sur del País encontramos a la Región de los Lagos como la que presenta un mayor potencial de creación de Kw, seguido por la Región de los Ríos, por otro lado, encontramos a la Región de Magallanes como la que presenta el menor potencial de Kw.

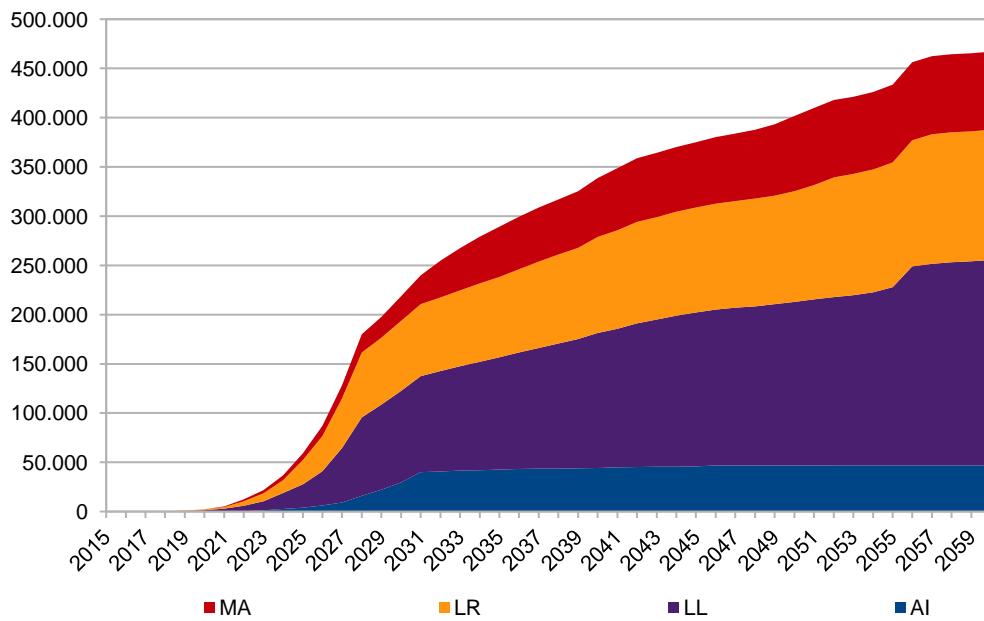


Figura 59: Aporte Regional de Kw Zona Sur Escenario Base

Fuente: Elaboración propia

A continuación, podemos observar el aporte anual por cada uno de los sectores en Kw ingresados en el modelo donde 1I el sector habitacional es quien aporta la mayor cantidad de KW seguido por el sector comercial (2I) y finalmente con el menor aporte realizado por el sector industrial (3I).

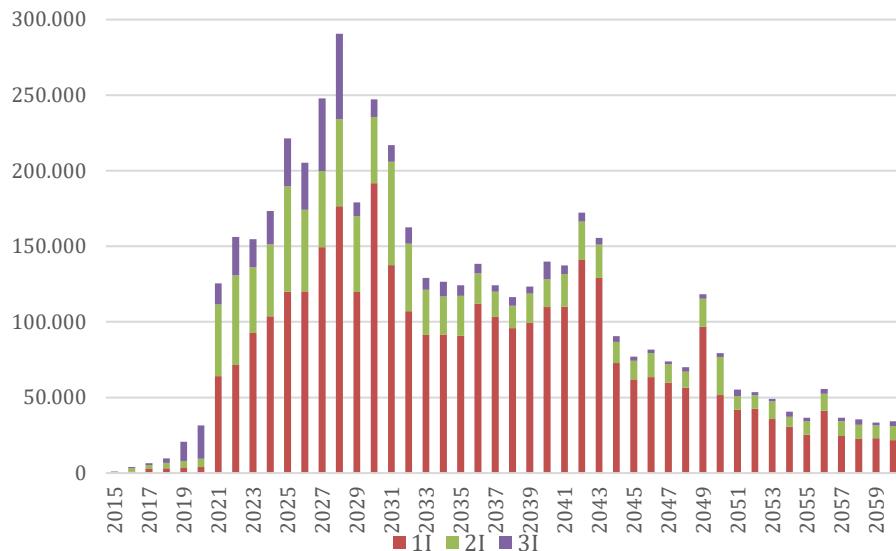


Figura 60: Aporte por Sector Escenario Base

Fuente: Elaboración propia

En relación con el grafico anterior podemos observar el potencial de Kw de acuerdo con el tipo de sector, donde destaca en primer lugar el consumo habitacional seguido por el uso comercial y finalmente encontramos el uso industrial de los Kw.

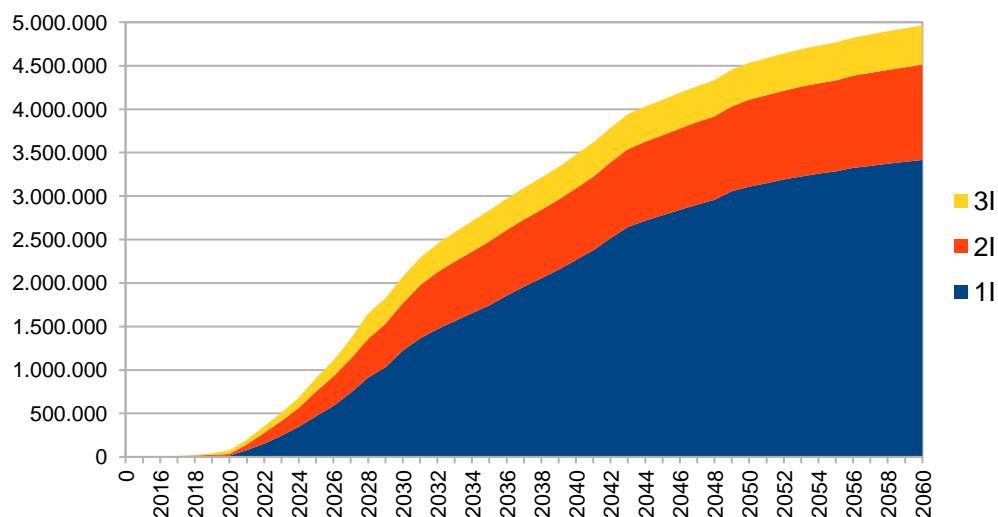


Figura 61: Aporte por Sector Escenario Base

Fuente: Elaboración propia

ESCENARIO BAJO

El escenario bajo es el más conservador de los tres escenarios planteados donde podemos observar un potencial de KW más plano en relación con el creciente potencial de los otros escenarios. Podemos ver que se mantiene la relación entre regiones al igual que en el escenario bajo donde predomina el potencial de la Región Metropolitana con un contraste con las demás regiones que presentan un potencial bastante bajo en relación con la RM.

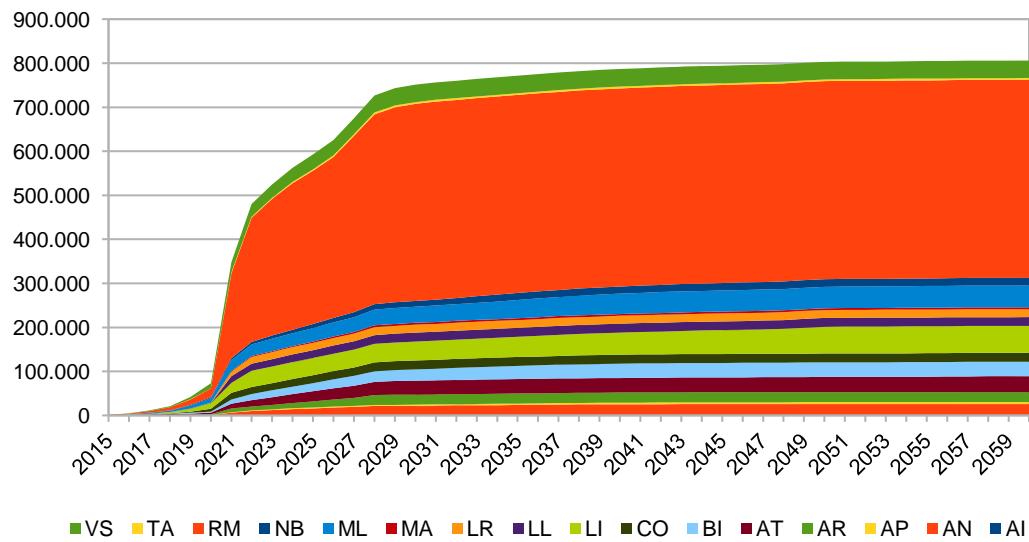


Figura 62: Aporte Regional de Kw Escenario Bajo

Fuente: Elaboración propia

Respecto a la zona norte, se puede observar que la Región de Atacama es la que presenta el mayor potencial de Kw seguido por la Región de Antofagasta, por otro lado, Tarapacá y Arica y Parinacota son las que presentan el menor potencial en la zona.

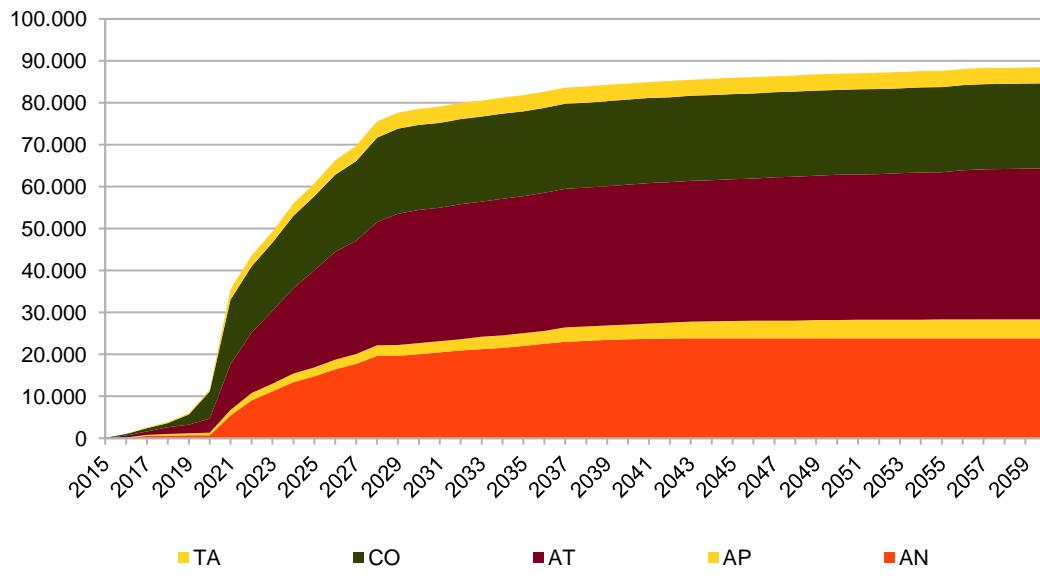


Figura 63: Aporte Regional de Kw Zona Norte Escenario Bajo

Fuente: Elaboración propia

En la zona centro del País encontramos con el mayor potencial a la Región Metropolitana, seguida en menor medida por las regiones de O'Higgins y el Maule.

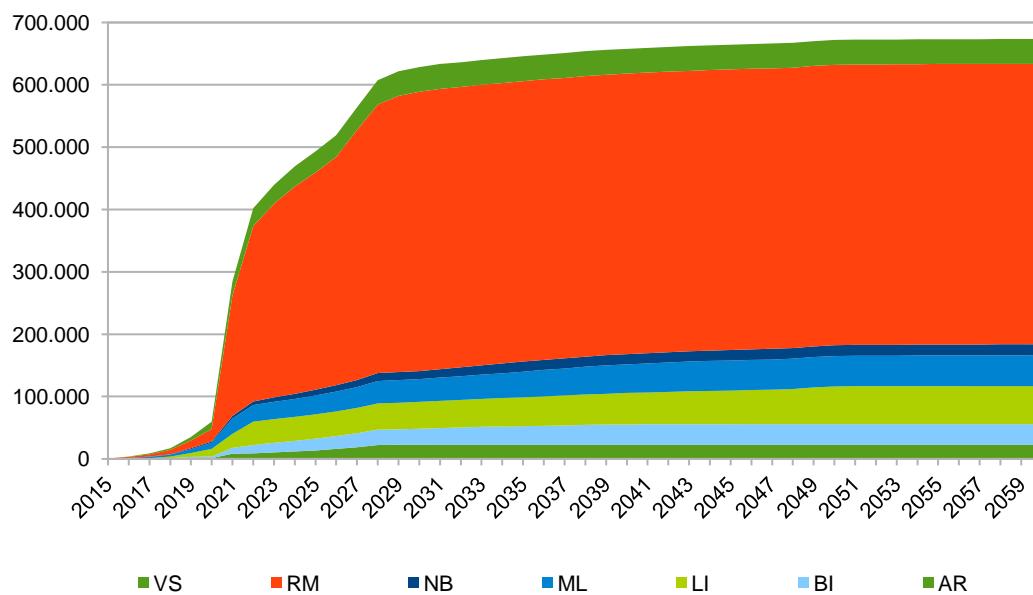


Figura 64: Aporte Regional de Kw Zona Centro Escenario Bajo

Fuente: Elaboración propia

En la zona sur encontramos a la Región de los Ríos y Los Lagos como las que tienen el mayor potencial de la zona sur eso si se debe considerar que representan un número menor del potencial a nivel País.

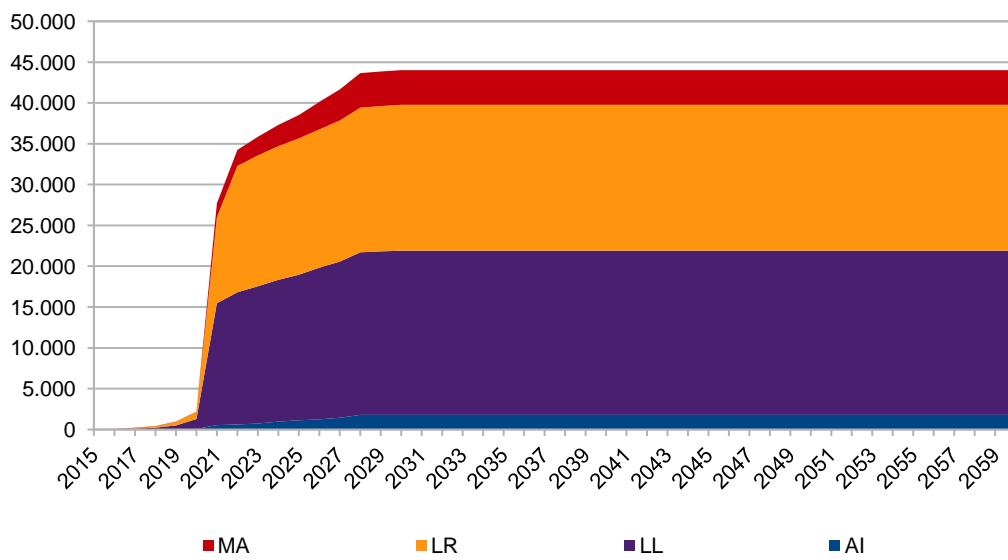


Figura 65: Aporte Regional de Kw Zona Sur Escenario Bajo

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a los diferentes sectores, es el habitacional el que concentra el mayor potencial de Kw, seguido del sector comercial y finalmente encontramos a el sector industrial.

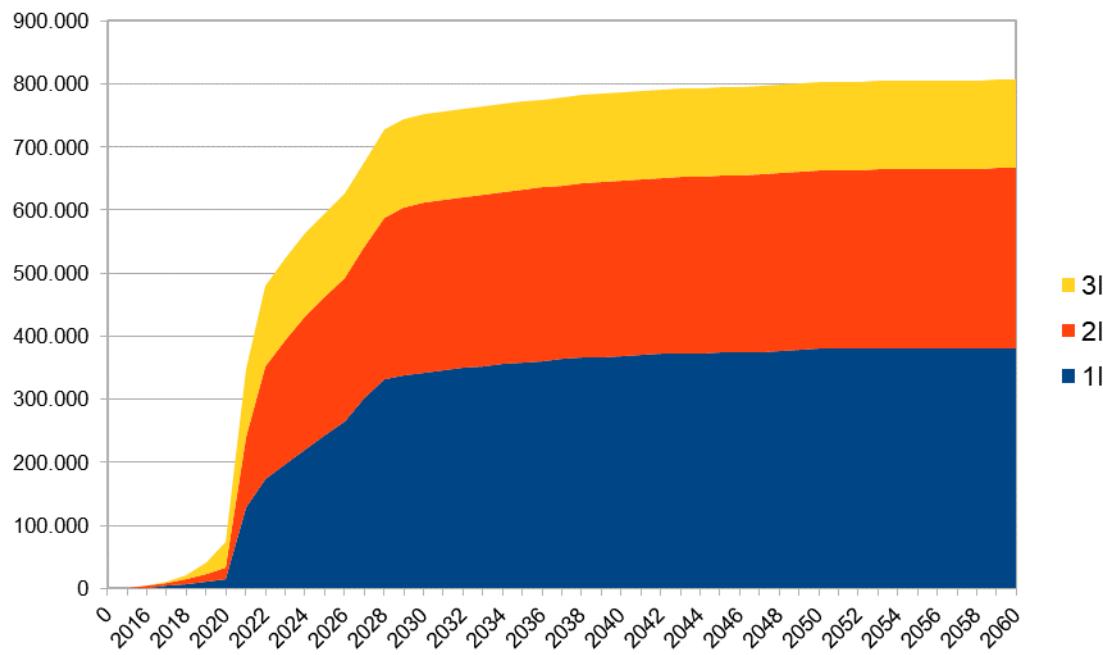


Figura 66: Aporte por Sector Escenario Bajo

Fuente: Elaboración propia

ESCENARIO ALTO

En este caso encontramos un crecimiento exponencial del potencial de KW para todas las regiones del País. Al igual que los escenarios anteriormente revisados la región metropolitana por su cantidad de inmuebles representa más del 50% del potencial de Kw para el País; en general se observa que la zona centro es la que más potencial está en condiciones de aportar esto debido a que allí se concentra la gran mayoría de la población.

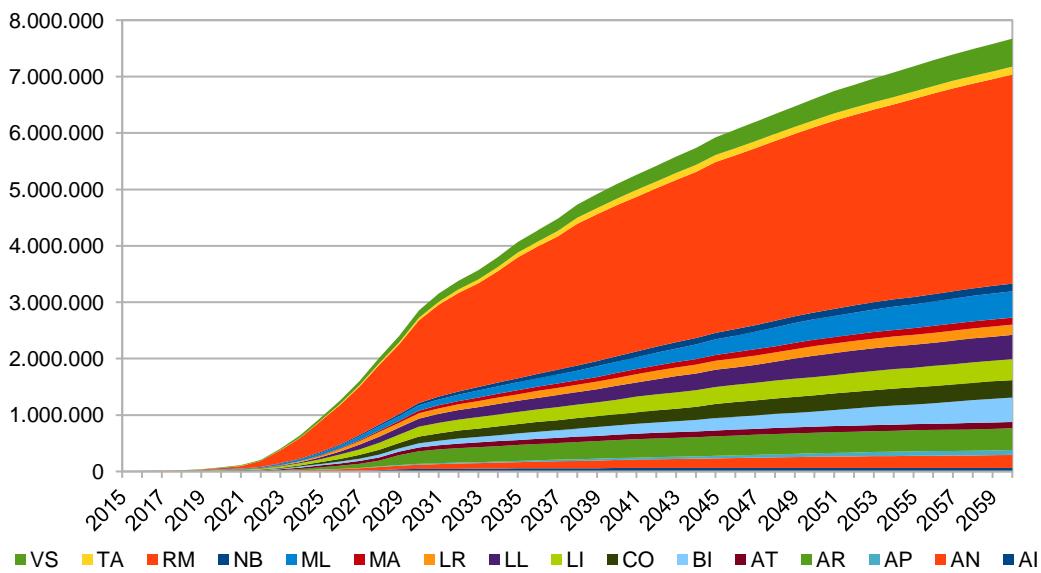


Figura 67: Aporte Regional de Kw Escenario Alto

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a la zona norte del País la Región de Antofagasta es la que presenta el mayor aporte potencial seguido de Tarapacá; por otro lado, es Arica y Parinacota la que concentra el menor potencial para esta zona.

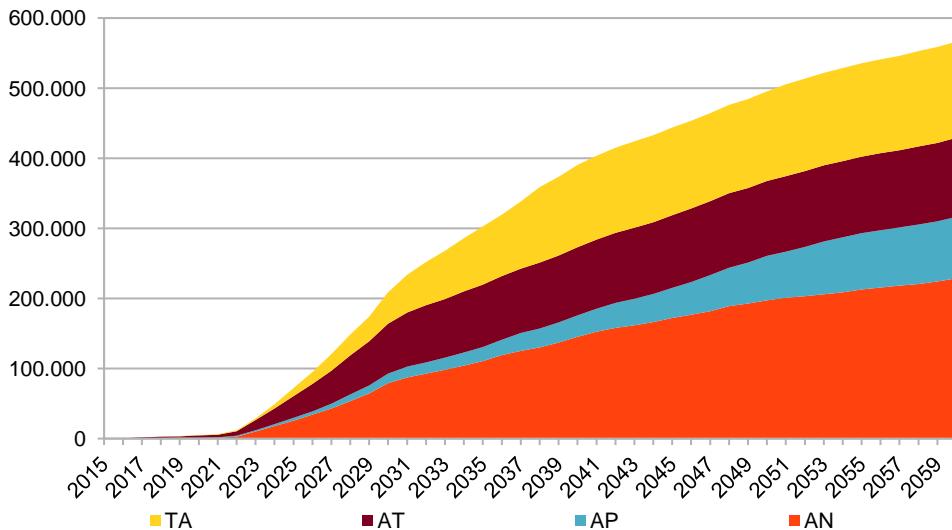


Figura 68: Aporte Regional de Kw Zona Norte Escenario Alto

Fuente: Elaboración propia

Respecto a la zona centro como ya se había evidenciado concentra la mayor cantidad de potencial de Kw del País esto principalmente por el peso que representa la Región Metropolitana.

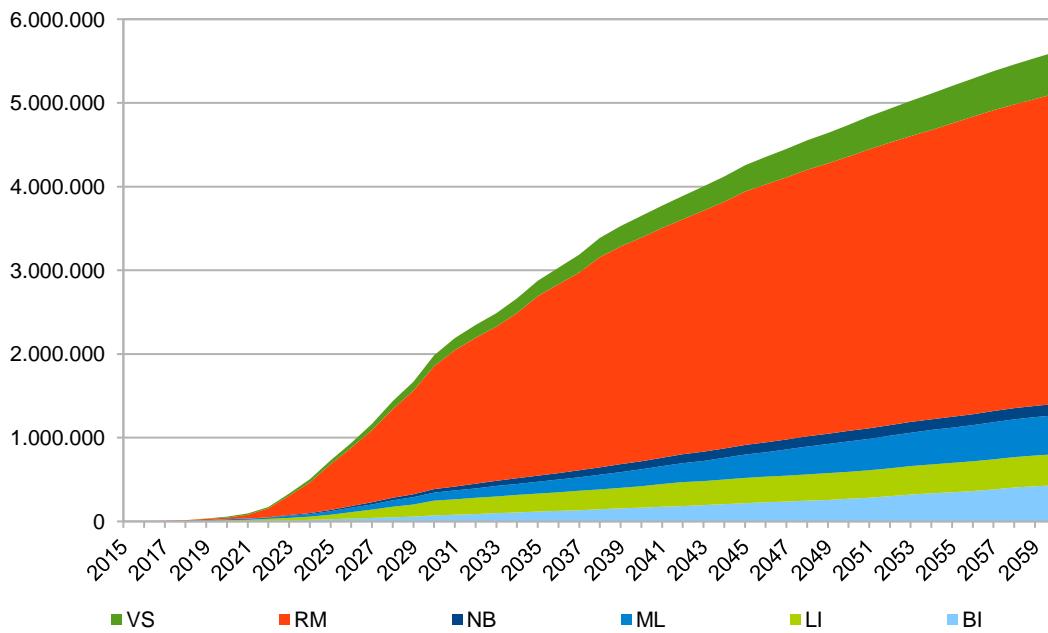


Figura 69: Aporte Regional de Kw Zona Centro Escenario Alto

Fuente: Elaboración propia

En la zona sur del país la región de Los Lagos es la que presenta el mayor potencial de Kw, seguida de la Región de Los Ríos, cabe hacer notar el comportamiento más bien plano de la región de Magallanes con un escaso potencial de Kw.

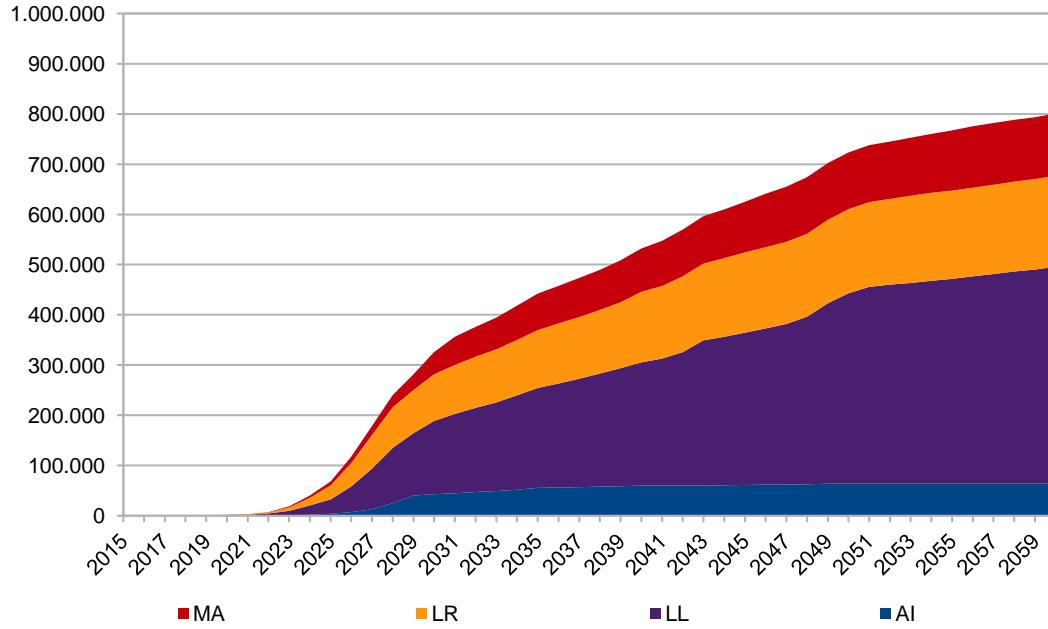


Figura 70: Aporte Regional de Kw Zona Sur Escenario Alto

Fuente: Elaboración propia

A diferencia de los escenarios base y bajo, aquí encontramos que el sector habitacional acapara casi la totalidad del potencial de KW, seguido del sector comercial y finalmente encontramos al sector industrial.

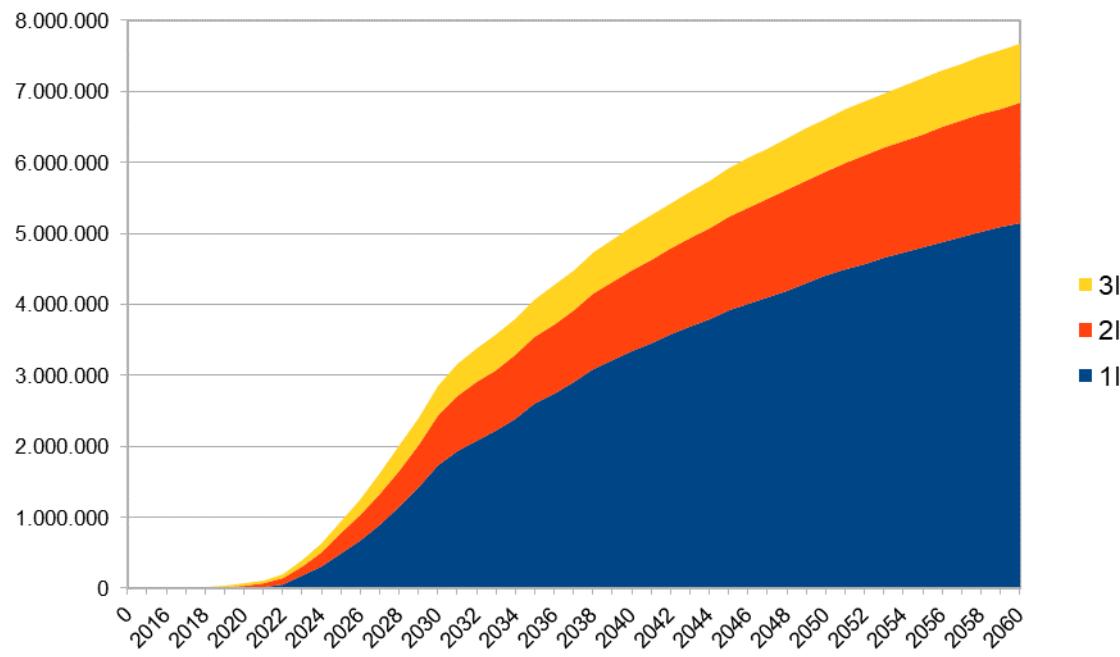


Figura 71: Aporte por Sector Escenario Alto

Fuente: Elaboración propia



8 BIBLIOGRAFÍA

- OEDI. (2020). *OEDI Data Lake U.S. DEPARTMENT OF ENERGY*. Obtenido de Distributed Generation Market Demand (dGen) model: <https://data.openei.org/submissions/1931>
- Adepetu, A., Alyousef, A., Keshav, S., & de Meer, H. (2018). *Comparing solar photovoltaic and battery adoption in Ontario and Germany: an agent-based approach*.
- Ali Nourai, W. Z. (2008). PRICING ENERGY STORAGE FOR A BALANCED MARKET PENETRATION.
- Balke, T., & Gilbert, N. (31 de 10 de 2014). *How do agents make decisions? A survey*. Obtenido de <http://jasss.soc.surrey.ac.uk/17/4/13.html>
- BNetzA. (2015). *Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Verguetungssaezte*.
- California Public Utilities Commission. (2013). *BIENNIAL REPORT ON IMPACTS OF DISTRIBUTED GENERATION*.
- CEPAL, GIZ. (2019). *Distributed photovoltaic generation in Brazil -Technological innovation, scenario methodology and regulatory frameworks*. Obtenido de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/44928/4/S1900906_en.pdf
- CNE. (2021). *Energía Abierta*. Obtenido de <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/235587/generacion-distribuida-instalaciones-inscritas/>
- CNE. (2021). *Energía Abierta*. Obtenido de <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/242735/cuenta-tipo/>
- CNE. (2021). *Energía Abierta*. Obtenido de Precio Nudo Promedio: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/251634/precio-nudo-promedio/>
- CNE. (enero de 2021). *PROPIUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN*. Obtenido de PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2021: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/01/Informe-Propuesta-de-Expansi%C3%B3n-2021.pdf>
- CNE. (2021). *Proyección de Generación Distribuida periodo 2020-2040 y sus efectos en el sistema de Transmisión Zonal*.
- DSIRE. (2020). *Detailed Summary Maps*. Obtenido de Net Metering Policies Updated June 2020: <https://www.dsireusa.org/resources/detailed-summary-maps/>
- E2BIZ. (2017). *Elaboración del Plan de Sustentabilidad para el Desarrollo de un Mercado de Inversión Estratégica Local enmarcado al alero del Programa Comuna Energética*. Santiago.
- E2BIZ. (2017). *Elaboración del Plan de Sustentabilidad para el Desarrollo de un Mercado de Inversión Estratégica Local enmarcado al alero del Programa Comuna Energética*. Santiago.
- E2BIZ. (2020). *Rutas de descarbonización al 2050 a través de la electricidad*.
- E2BIZ. (2020). *Trayectoria del Sector Energía hacia la Carbono Neutralidad en el contexto del ODS7*. Obtenido de http://generadoras.cl/media/page-files/1321/Informe_final_Estudio%20Carbono%20Neutralidad.pdf
- Ecoinventos. (06 de 08 de 2020). *Energía solar para empresas: la solución energética perfecta para tu empresa*. Obtenido de <https://ecoinventos.com/energia-solar-para-empresas/>
- EIA. (2018). *Model Documentation Report: Industrial Demand Module of the National Energy Modeling System*.
- EIA. (04 de 2019). *The National Energy Modeling System: An Overview 2018*. Obtenido de [https://www.eia.gov/outlooks/aoe/nems/overview/pdf/0581\(2018\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aoe/nems/overview/pdf/0581(2018).pdf)
- EIA. (2020). *Modeling Distributed Generation in the Buildings Sectors*. Obtenido de Modeling Distributed Generation in the Buildings Sectors: <https://www.eia.gov/outlooks/aoe/nems/2020/buildings/>
- EIA. (11 de 2020). *Renewables 2020 - Analysis and forecast to 2025*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/renewables-2020/solar-pv>

- Electricidad . (2021). Paneles fotovoltaicos y PMGD: capacidad instalada de proyectos podría llegar hasta 4.200 MW en 20 años más. *Electricidad La revista energetica de Chile*. Obtenido de Paneles fotovoltaicos y PMGD: capacidad instalada de proyectos podría llegar hasta 4.200 MW en 20 años más: <https://www.revistaei.cl/2021/01/27/pmgd-capacidad-instalada-de-proyectos-podria-llegar-hasta-4-200-mw-en-20-anos-mas/>
- Enel. (03 de 2021). *Tienda Enel*. Obtenido de <https://www.tiendaenel.cl/63-energia-solar>
- GIZ. (06 de 2016). *Guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos - Programa Techos Solares Públicos*. Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/guia_evaluacion_sistema_fv.pdf
- Hesselink, L., & Chappin, E. (01 de 2019). *Adoption of energy efficient technologies by households – Barriers, policies and agent-based modelling studies*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118306737>
- HOMER Energy. (1 de 16 de 2015). *HOMER Energy - HOMER Help Manual*. Obtenido de https://www.homerenergy.com/pdf/HOMER2_2.8_HelpManual.pdf
- HOMER Energy. (s.f.). *HOMER Energy - Which HOMER Model is Right For You*. Obtenido de <https://www.homerenergy.com/products/pro-vs-grid.html>
- IEA. (10 de 2019). *Renewables 2019 - Analysis and forecast to 2024*. Obtenido de <https://webstore.iea.org/renewables-2019>
- INE. (2017). CENSO chileno de 2017.
- J.Palmer, G. R. (2015). *Modeling the diffusion of residential photovoltaic systems in Italy: An agent-based simulation*.
- Kijek, T. K. (2010). Modelling of innovation diffusion. *Operations Research and Decisions*.
- Konzen, G. (2014). *Difusão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass. Dissertação de mestrado*. Sao Paulo.
- Lent, J. (2017). *Using Hurdle Models for Long-term Projections of Residential Solar Photovoltaic Systems Installations*. Washington.
- Massiani, D. P. (2015). The choice of Bass model coefficients to forecast diffusion for innovative products: An empirical investigation for new automotive technologies.
- Ministerio de Desarrollo Social. (2017). *CASEN 2017*. Obtenido de <http://observatorio.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/encuesta-casen-2017>
- Ministerio de Energía. (febrero de 2018). *Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo*. Obtenido de <https://acera.cl/wp-content/uploads/2019/04/Informe-Final-corregido-PELP.pdf>
- Ministerio de Energía. (2019). *PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO*. Obtenido de Informe de Actualización de Antecedentes 2019: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20191209_actualizacion_pelp_-iaa_2019.pdf
- Moore. (2006). *Crossing the Chasm: Marketing and Selling High-Tech Products to Mainstream Customers*.
- NREL. (2016). *The Distributed Generation Market Demand Model (dGen): Documentation*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65231.pdf>
- NREL. (2018). *System Advisor Model (SAM) General Description*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70414.pdf>
- NREL. (2020). *Introduction to the System Advisor Model (SAM)*. Obtenido de https://sam.nrel.gov/images/webinar_files/sam-webinars-2020-intro-to-sam.pdf
- NREL. (Octubre de 2020). *NREL*. Obtenido de NREL Unveils Open-Source Distributed Generation Market Demand Model: <https://www.nrel.gov/news/program/2020/nrel-unveils-open-source-distributed-generation-market-demand-model.html>
- NREL. (2020). *Open Source Data*. Obtenido de <https://github.com/NREL/dgen/wiki/Open-Source-Data>
- NREL. (2020). *System Advisor Model (SAM)*. Obtenido de <https://sam.nrel.gov/>
- Rogers. (1962). *Diffusion of Innovations (1st edition)*. London: The Free Press.

- Salinas-Rodríguez, A., Manrique-Espinoza, B., & Sosa-Rubí, S. (2009). Obtenido de <https://scielosp.org/pdf/spm/2009.v51n5/397-406/es>
- Sokele. (2009). Growth Models for the Forecasting of New Product Market Adoption.
- Stavrakas, V., Papadelis, S., & Flamos, A. (01 de 12 de 2019). *An agent-based model to simulate technology adoption quantifying behavioural uncertainty of consumers*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919314825>
- Sunol. (2018). *When to Invest in Warehouse Technology*. Obtenido de <https://articles.cyzerg.com/when-to-invest-in-warehouse-technology>
- Tesla Energy. (s.f.). *Modelo ESCO en Chile: Energía solar para empresas a COSTO INICIAL 0*. Obtenido de https://teams.microsoft.com/l/meetup-join/19%3ameeting_M2U3Zjk2ZjItZjU1Zi00Y2M5LTgzZmQtZmEwM2JiNTM2NDdk%40thread.v2/0?context=%7b%22Tid%22%3a%22ac542905-ed45-437c-928b-b6cb1721d3fe%22%2c%220id%22%3a%22cf39698f-6318-41df-8e9b-c9b8f9243f65%22%7d
- Tritec Intervento. (s.f.). *Alternativas de Financiamiento desde 0 inversión*. Obtenido de <https://tritec-intervento.cl/soluciones-para-empresas/>
- Universidad de Michigan - ACESOL. (28 de 06 de 2016). *Estudio de la Universidad de Michigan llama a Valorizar la Energía Solar Residencial en Chile*. Obtenido de <https://acesol.cl/noticias/item/1123-estudio-de-la-universidad-de-michigan-llama-a-valorizar-la-energ%C3%ADa-solar-residencial-en-chile.html>
- V. K. Narayanan, G. C. (2010). *Encyclopedia of Technology & Innovation Management*. United Kingdom: Wiley & Sons.
- Wang, W., Johnson, R., & Johnson, R. (2017). A model for commercial adoption of photovoltaic systems in California. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 9(2). Obtenido de A model for commercial adoption of photovoltaic systems in California: <https://escholarship.org/uc/item/2bf2c4xz>



9 ANEXOS

9.1 Escenarios Energéticos PELP

En el proceso de planificación energética de largo plazo quinquenal, se conformaron los escenarios energéticos para el periodo 2018-2022 que se encuentran vigentes. Estos escenarios fueron construidos a través de un Comité de Escenarios, conformado transversalmente por personas con vasta experiencia en energía en distintos sectores de la sociedad, considerando, por ejemplo, representantes de la academia, sector público y privado, quienes finalmente realizaron una priorización de factores de incertidumbre para la construcción de escenarios, los cuales se describe a continuación:

- 1. Disposición social para proyectos.** Se relaciona con la dificultad para llevar a cabo proyectos de generación eléctrica en ciertas zonas del país. En particular, para las tecnologías de generación térmica en todo el país, e hidroeléctrica y eólica en el sur.
- 2. Demanda energética.** Entre los principales determinantes de largo plazo de la demanda energética se encuentran: la climatización eléctrica, electro-movilidad, eficiencia energética y crecimiento económico.
- 3. Cambios tecnológicos en almacenamiento en baterías.** El desarrollo y costo de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica en baterías de litio, considerando el aporte que esta tecnología puede significar para el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.
- 4. Costos de externalidades ambientales.** Las externalidades ambientales y el costo internalizado que el sector energético tendrá en el largo plazo, donde se han considerado tanto las emisiones locales y globales.
- 5. Costos de inversión en tecnologías renovables.** El costo de inversión que algunas de las tecnologías renovables tendrán en el futuro, en particular la eólica y solar fotovoltaica, y también otras tecnologías como la concentración solar de potencia. 6. Precio de combustibles fósiles. Los precios de los combustibles fósiles utilizados para generación eléctrica, en particular, los del gas natural, considerando que antes del año 2040 se realizaría el retiro de todas las unidades generadoras a carbón del Sistema Eléctrico Nacional.

En la Tabla 32 se detalla las tendencias asignadas a cada uno de los factores por casa escenario:

Tabla 32: Escenarios energéticos de largo plazo, periodo 2018-2022.

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
1. Disposición social para proyectos (*) (Intensidad de retiro de centrales a carbón)	+ Costo y con carbón CCS (Alta)	Libre (Baja)	+ Costo y con carbón CCS (Alta)	+ Costo (Media)	+ Costo (Media)
2.Demanda energética	Baja	Alta	Media	Baja	Alta

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
3. Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
4. Costos de externalidades ambientales (**)	Actual	+Alto	Actual	Actual	+Alto
5. Costos de inversión de tecnologías renovables	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
6. Precio de combustibles fósiles	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto

(*) ++Costo, +Costo y Libre representan sobrecostos altos, bajos y nulos a proyectos de generación en algunas zonas del sur del país, así como intensidad de retiro de carbón alta, media y baja, respectivamente.

(**) Actual y +Alto representan un nivel de impuesto al CO2 fijo de 5 USD/Ton y con un crecimiento lineal entre los años 2030 y 2050 que alcance los 32,5 USD/Ton al final del periodo, respectivamente.

Fuente: (Ministerio de Energía, 2019)

9.2 Datos de código abierto dGEN - NREL

El equipo de dGen en NREL ha compilado y cargado los datos necesarios para ejecutar dGen, junto con descripciones de los datos, en el siguiente link de Open Energy Data Initiative ([OEDI](https://data.openei.org/submissions/1931)): <https://data.openei.org/submissions/1931>

Plantilla de base de datos PostgreSQL (NREL, 2020):

- diffusion_config: este esquema contiene tablas que rigen las posibles configuraciones presentes en la hoja de entrada.
- diffusion_iso_rto_data: este esquema contiene tablas relacionadas con el mapeo de topología de condado-estado-ISO / RTO, perfiles de carga ISO / RTO por zona y sector, así como factores de participación.
- diffusion_load_profiles: este esquema contiene tablas relacionadas con los perfiles de carga utilizados por los agentes generados por el equipo de NREL Buildings.
- diffusion_mapping: este esquema contiene tablas adicionales relacionadas con el mapeo de topología condado-estado-ISO / RTO-NERC, así como la capacidad instalada existente.
- diffusion_resource_solar: este esquema contiene una tabla, solar_resource_hourly, que contiene el factor de capacidad solar para una determinada combinación geográfica-azimut-inclinación que coincide con la misma combinación geográfica-azimut-inclinación que se encuentra en el archivo pickle de agentes pregenerado.
- diffusion_shared: este esquema contiene tablas que se utilizan para las entradas en la hoja de entrada. Examine estas tablas, ya que los nombres de estas tablas son representativos de estos datos.
- diffusion_storage: este esquema contiene una única tabla relacionada con las entradas de almacenamiento de PySAM.
- diffusion_solar: este esquema contiene tablas con datos adicionales relacionados con el modelado de restricciones, incentivos y costos solares.
- diffusion_template: este esquema contiene tablas que se copian para crear un nuevo esquema al completar una ejecución del modelo dGen. Muchos de estos se completan con datos de la hoja de entrada, de varias combinaciones / funciones realizadas dentro de la base de datos y, por supuesto, datos de la ejecución del modelo.
- diffusion_wind: este esquema contiene tablas con datos adicionales relacionados con el modelado de restricciones, incentivos y costos del viento.



Aspectos relevantes de describir en la hoja de entrada:

- Nombre del escenario: como quieras nombrar el escenario que vas a ejecutar
- Tecnología: las opciones desplegables son "Solo Solar" o "Solo Viento".
- Archivo de agente: el archivo definido por el usuario debe tener el mismo nombre que el archivo de agente que desea ejecutar sin la extensión de archivo (es decir, '.pkl').
- Región para analizar: las opciones desplegables son "Estados Unidos" o el nombre de un estado individual.
- Mercados: las opciones desplegables son "Solo residencial" o "Solo comercial".
- Estructura de tarifas: las opciones desplegables son "Tarifas complejas", "Plana (promedio anual)" o "Plana (definida por el usuario)". "Plano (definido por el usuario)" no es compatible en este momento.
- Escenario de crecimiento de carga: hay varias opciones disponibles y enlaces a tablas dentro del esquema "diffusion_shared" en la base de datos. Las opciones disponibles provienen de la Perspectiva energética anual de 2019. También hay una opción "Definido por el usuario" disponible si el usuario desea utilizar sus propios datos / suposiciones de crecimiento de carga.
- Escenario de aumento del precio de la electricidad minorista: hay varias opciones disponibles y enlaces a tablas dentro del esquema "diffusion_shared" en la base de datos. Las opciones disponibles provienen de la Perspectiva energética anual de 2019. También hay una opción "Definido por el usuario" disponible si el usuario desea utilizar sus propios datos / suposiciones de crecimiento de carga.
- Escenario de precios fotovoltaicos: las opciones desplegables provienen del Informe anual de tecnología base 2019. También está disponible un campo definido por el usuario.
- Escenario de financiación: el usuario puede especificar el nombre de archivo (sin extensión) de un escenario de financiación correspondiente a los que figuran en el esquema "diffusion_shared" de la base de datos.
- Escenario de depreciación: el usuario puede especificar el nombre del archivo (sin una extensión) de un programa de depreciación correspondiente a los enumerados en el esquema "diffusion_shared" de la base de datos.

En algunos escenarios se utilizan datos que se encuentran en forma predeterminada, tales como: Escenario de precios de electricidad al por mayor, Escenario de rendimiento técnico fotovoltaico, Escenario de costo de almacenamiento, Escenario de rendimiento técnico de almacenamiento y Escenario de intensidad de carbono.

9.3 Dockerfile

```
FROM julia

RUN apt-get -y update
RUN apt-get -y upgrade
RUN apt-get install -y software-properties-common
```

```

RUN add-apt-repository main
RUN apt-get clean && apt-get update

RUN apt-get install -y gdal-bin libgdal-dev
RUN apt-get install -y libspatialindex-dev
RUN apt-get install -y libxml2 libxslt1-dev
RUN apt-get install -y --reinstall build-essential
RUN apt-get install -y wget git sqlite3
RUN apt-get install -y gfortran
RUN apt-get install -y libatlas-base-dev liblapack-dev libblas-dev libbz2-dev

#Tratar de instalar PROJ de la fuente
RUN git clone https://github.com/OSGeo/PROJ.git
WORKDIR /PROJ
RUN ./autogen.sh && ./configure && make -j30 && make install && make check
ENV LD_LIBRARY_PATH=/lib:/usr/lib:/usr/local/lib

#Instalar librerias necesarias
COPY install.jl .
RUN julia install.jl
RUN apt-get install -y libpython-dev
RUN julia -e 'ENV["PYTHON"]="/root/julia/conda/3/bin/python3";using Pkg;Pkg.REPLMode.pkgstr("add PyCall;precompile");using PyCall'

#Instalar todo lo que se necesita de python
# #Install PySAM-NREL
RUN apt-get install -y libcurl4-openssl-dev build-essential libgtk2.0-dev libgl1-mesa-dev mesa-common-dev freeglut3-dev
RUN mkdir sam_dev
WORKDIR /sam_dev
RUN for repo in lk wex ssc sam ; do git clone https://github.com/nrel/$repo ; done
# #Install wxWidgets
WORKDIR /
RUN wget https://github.com/wxWidgets/wxWidgets/releases/download/v3.1.1/wxWidgets-3.1.1.tar.bz2
RUN tar xvfj wxWidgets-3.1.1.tar.bz2
WORKDIR /wxWidgets-3.1.1
RUN mkdir release-build
WORKDIR /wxWidgets-3.1.1/release-build
RUN ./configure --prefix=../configure --prefix=/wxWidgets-3.1.1 --enable-shared=no --enable-stl=yes --enable-debug=no --with-gtk=2 --with-libjpeg=builtin --with-libpng=builtin --with-regex=builtin --with-libtiff=builtin --with-zlib=builtin --with-expat=builtin --without-libjbig --without-liblzma --without-gtkprint --with-libnotify=no --with-libmspack=no --with-gnomevfs=no --with-opengl=yes --with-sdl=no --with-cxx=11 --enable-webview --enable-shared=no --enable-stl=yes --enable-debug=no --with-gtk=2 --with-libjpeg=builtin --with-

```

```

libpng=builtin --with-regex=builtin --with-libtiff=builtin --with-zlib=builtin --with-
expat=builtin --without-libjbig --without-liblzma --without-gtkprint --with-libnotify=no --with-
libmspack=no --with-gnomevfs=no --with-opengl=yes --with-sdl=no --with-cxx=11 --enable-
webview
RUN make -j25 && make install
RUN ln -s /wxWidgets-3.1.1/bin/wx-config /usr/local/bin/wx-config-3
# #Install Google Test
WORKDIR /
RUN git clone https://github.com/google/googletest.git
RUN mkdir -p googletest/build
WORKDIR /googletest/build
RUN apt-get install -y cmake
RUN cmake ..
RUN make -j25 && make install
# #Instalar ahora las otras cosas
ENV GTEST=/googletest
ENV LKDIR=/sam_dev/lk
ENV WEXDIR=/sam_dev/wex
ENV SSkdir=/sam_dev/ssc
ENV SAMNTDIR=/sam_dev/sam
WORKDIR /workspaces/generacion_dist_v1/
COPY CMakeLists.txt /sam_dev
WORKDIR /sam_dev
RUN mkdir build
WORKDIR /sam_dev/build
RUN apt-get install -y rsync
RUN cmake .. -DCMAKE_BUILD_TYPE=Release && make -j25
RUN make install

#Instalar pyarrow y pysam-nrel
WORKDIR /root/julia/conda/3/bin/
RUN ./python3 -m pip install --upgrade pip
RUN ./python3 -m pip install nrel-pysam pyarrow matplotlib icecream pandas
RUN ./python3 -m pip install pyproj
RUN ./python3 -m pip install geos fiona shapely geopandas mesa-geo dask pygeos
RUN ./python3 -m pip install "dask[dataframe]" --upgrade
RUN ./python3 -m pip install git+git://github.com/geopandas/dask-geopandas.git

#PAquetes julia faltantes
RUN julia -e 'using Pkg;Pkg.REPLMode.pkgstr("add Parquet;precompile");using Parquet'
RUN julia -e 'using Pkg;Pkg.REPLMode.pkgstr("add IJulia;precompile");using IJulia'
RUN julia -e 'using Pkg;Pkg.REPLMode.pkgstr("add ExcelFiles;precompile");using ExcelFiles'
RUN ./python3 -m pip install openpyxl
RUN julia -e 'using Pkg;Pkg.REPLMode.pkgstr("add SQLite;precompile");using SQLite'

```



```
RUN julia -e 'using Pkg;Pkg.REPLMode.pkgstr("add OpenStreetMapX;precompile");using OpenStreetMapX'  
ENV JULIA_NUM_THREADS=25  
RUN julia -e 'using Pkg;Pkg.REPLMode.pkgstr("add ProgressMeter;precompile");using ProgressMeter'  
#RUN julia -e 'using Pkg;Pkg.REPLMode.pkgstr("add https://github.com/scepeda78/OpenStreetMapX.jl.git;precompile");using OpenStreetMapX'  
RUN julia -e 'using Pkg;Pkg.REPLMode.pkgstr("add PyCall;precompile");using PyCall'  
RUN ./python3 -m pip install pyarrow  
RUN julia -e 'using Pkg;Pkg.REPLMode.pkgstr("add Lazy;precompile");using Lazy'  
RUN julia -e 'using Pkg;Pkg.REPLMode.pkgstr("add Agents@4.2.4;precompile");using Agents'  
RUN julia -e 'using Pkg;Pkg.REPLMode.pkgstr("add FLoops;precompile");using FLoops'  
RUN julia -e 'using Pkg;Pkg.REPLMode.pkgstr("add NearestNeighbors;precompile");using NearestNeighbors'  
RUN julia -e 'using Pkg;Pkg.REPLMode.pkgstr("add Weave;precompile");using Weave'
```

9.4 Filtrado

9.5 Simulación

