



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

SIMULACIÓN DE UN ENTORNO DE TRANSACCIONES DE ENERGÍA CON
MÚLTIPLES PARTICIPANTES

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

DAVID ALEJANDRO IBACETA REINOSO

PROFESOR GUÍA:
ALEX ALEGRÍA MEZA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
PABLO SANDOVAL BAZAES

SANTIAGO DE CHILE
2020

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: DAVID ALEJANDRO IBACETA REINOSO
FECHA: 2020
PROF. GUÍA: ALEX ALEGRÍA MEZA

SIMULACIÓN DE UN ENTORNO DE TRANSACCIONES DE ENERGÍA CON MÚLTIPLES PARTICIPANTES

El desafío que enfrenta la humanidad en los próximos años es poder satisfacer el aumento en la demanda de energía eléctrica de una manera sustentable, que no solo logre disminuir los efectos del cambio climático si no que también los pueda revertir. Para esta problemática se han explorado variadas alternativas para el desarrollo de la industria eléctrica, donde destaca el desarrollo de la generación distribuida, la cual permite satisfacer localmente la demanda eléctrica inyectando energía principalmente renovable, directamente en las redes de media y baja tensión.

De esta manera los sistemas de distribución han ido mutando desde el sistema convencional en donde una única distribuidora abastece de forma unidireccional a los consumidores finales, a un sistema con nuevos agentes (“*Prosumidores*”) que pueden inyectar sus excedentes de energía a la red de distribución o a algún tercero. Actualmente, se permite a los usuarios que tengan instalado algún sistema de generación domiciliario vender los excedentes que inyectan a la red a un precio que fijan las distribuidoras eléctricas en sus respectivas áreas de concesión, sin embargo, se observa que existe una diferencia notable entre el precio a la que compra y vende energía esta distribuidora. Es en esta brecha en los precios de la energía en la que se ha visto la posibilidad de desarrollar nuevos modelos de negocio, en donde se permite a los *prosumidores* vender su energía no solo a la distribuidora si no que a otros consumidores directamente (Mercado P2P).

El presente trabajo tiene por objetivo desarrollar un modelo para simular un ambiente que permite las transacciones de energía entre usuarios residenciales que posean sistemas de generación domiciliario. Para esto se realizó un estudio de los modelos más utilizados en la literatura para la simulación de las transacciones en mercados P2P. Luego, se presenta la metodología propuesta para elaborar el modelo de simulación del mercado P2P ejecutando las simulaciones en el barrio “Alto El Manzano” ubicado en la comuna de Tiltil.

Dentro de los resultados más relevantes, se pudo determinar la curva de precios y el volumen de las transferencias para nueve escenarios distintos, lo que permitió determinar las ganancias que puede obtener el operador del mercado P2P en un año calendario. De la misma forma se pudo extrapolar las ganancias del operador utilizando la totalidad de las instalaciones de generación domiciliaria presentes en el país y su proyección para el año 2025.

Se observó que las empresas transmisoras pueden tener incentivos para actuar como operadores del mercado P2P, ya que esto les permite “recuperar” desde otra fuente, el dinero que pierden por la disminución del posible crecimiento de las redes de transmisión aparejada con el crecimiento de la generación distribuida. Se determina que con una comisión entre el 10 % y el 15 % del valor de las transacciones en el mercado P2P, se alcanza el valor del cargo por el uso de la transmisión para la tarifa BT-1.

A mi familia.

Agradecimientos

Quisiera comenzar este trabajo agradeciendo a cada una de las personas que influyó en que pudiera terminar la carrera de ingeniería civil eléctrica.

Sin dudar, a la primera persona que debo agradecer es a mi madre Rosa Reinoso, que ha luchado y trabajado incansablemente para que a mi hermana y a mi nunca nos hiciera falta algo. La segunda persona a la que le debo muchos reconocimientos es a mi hermana Esperanza Saavedra, ya que al ser la primera universitaria en la familia, me sirvió como un ejemplo a seguir.

También tengo que agradecerle a Valeria Grandón por acompañarme durante este difícil camino entregándome innumerables momentos de felicidad durante los años de universidad.

De esta misma forma, debo agradecerle a mis amigos más cercanos de la universidad: Álvaro, Benjamín, Constanza, Dania, Flavia, Macarena, Marya y Simón. Entre todos nos hemos apoyado durante los momentos difíciles que hemos vivido.

Tengo que agradecer a Transelec, por darme la oportunidad de desarrollar este memoria en conjunto con ellos. En particular, agradecer a Alex Alegría y a Pablo Sandoval por darme el apoyo necesario para desarrollar el tema.

Finalmente, agradecer al profesor Patricio Mendoza por aceptar ser parte de este trabajo.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	3
1.3. Estructura del informe	3
2. Antecedentes	5
2.1. Generación Distribuida en Chile	5
2.1.1. Tarifas de distribución	5
2.2. Prosumidores	7
2.3. Mercados P2P	8
2.3.1. Integrantes de un mercado P2P	9
2.3.2. Implementación en el mundo	10
3. Estado del arte	13
3.1. Modelos de optimización centralizada	13
3.2. Modelos impulsados por incentivos	14
3.3. Modelos basados en cooperativas	14
3.4. Modelos en teoría de juegos	14
4. Metodología	16
4.1. Modelo a implementar	16
4.1.1. Subproblema de los compradores	17
4.1.2. Subproblema de los vendedores	19
4.1.3. Operación de los modelos en conjunto	20
4.2. Valorización de los parámetros del modelo	21
4.2.1. Ubicación geográfica	22
4.2.2. Perfiles de generación solar	22
4.2.3. Perfiles de consumo residencial	25
4.2.4. Precios de la energía	26
4.3. Diseño de pruebas	27
4.3.1. Pruebas de validación	27
4.3.2. Ejecución anual en barrio Alto El Manzano	29
5. Resultados	31
5.1. Pruebas de validación	31
5.1.1. Convergencia del modelo	31
5.1.2. Pérdidas en la red	32

5.1.3.	Usuarios con preferencias por energías verdes	33
5.2.	Ejecución anual en barrio Alto El Manzano	34
5.2.1.	Generación y demanda acumulada de la red	34
5.2.2.	Curvas de precio energía mercado P2P	36
5.2.3.	Transacciones de energía en el mercado P2P	36
5.2.4.	Ganancias del operador de mercado P2P	37
5.2.5.	Extrapolación anual	38
6.	Análisis y Discusión	40
6.1.	Beneficio de los usuarios	40
6.1.1.	Compradores	40
6.1.2.	Vendedores	40
6.2.	Empresa transmisora como operador de mercado P2P	42
6.3.	Escalamiento a nivel país	43
7.	Conclusiones	45
	Bibliografía	47

Índice de Tablas

4.1. Datos técnicos barrio Alto el Manzano	22
4.2. Tarifa BT-1 en barrio Alto El Manzano	27
4.3. Pérdidas entre los grupos de usuarios	29
5.1. Transacciones en el mercado P2P	37
5.2. Comisión del operador del mercado P2P	38

Índice de Ilustraciones

1.1. Evolución del precio de las celdas solares. (Fuente: Bloomberg New Energy Finance & PV Energy Trend)	2
2.1. Perfil de consumo de un prosumidor	7
2.2. Capacidad instalada en sistemas de generación domiciliaria.	8
2.3. Plataforma Piclo	11
4.1. Representación de las variables de decisión.	17
4.2. Funcionamiento del modelo a implementar	21
4.3. Imagen satelital del barrio Alto El Manzano.	23
4.4. Histograma de la potencia nominal de las instalaciones inscritas en la CNE.	23
4.5. Curva de generación solar para un mes de verano.	24
4.6. Curva de generación solar para un mes de otoño.	24
4.7. Curva de generación solar para un mes de invierno.	24
4.8. Curva de generación solar para un mes de primavera.	24
4.9. Curva de carga residencial.	25
4.10. Curva de carga de un alimentador destinado a consumo residencial.	25
4.11. Variación mensual de la demanda del barrio Alto El Manzano.	26
4.12. Curva de carga para un día del mes de verano.	26
4.13. Curva de carga para un día del mes de otoño.	26
4.14. Curva de carga para un día del mes de invierno.	27
4.15. Curva de carga para un día del mes de primavera.	27
4.16. Niveles de excedentes y de demanda para las pruebas de convergencia.	28
4.17. Muestra de 100 casas del barrio Alto El Manzano.	29
5.1. Convergencia del modelo en la Prueba 1.	31
5.2. Convergencia del modelo en la Prueba 2.	32
5.3. Convergencia del modelo en la Prueba 3.	32
5.4. Transacciones entre usuarios sin consideración de pérdidas en la red.	33
5.5. Transacciones entre usuarios considerando pérdidas en la red.	33
5.6. Curva de precios mercado p2p sin considerar a los usuarios verdes.	34
5.7. Curva de precios mercado p2p considerando a los usuarios verdes.	34
5.8. Demanda y generación agrupadas, penetración PV de 15%.	35
5.9. Demanda y generación agrupadas, penetración PV de 30%.	35
5.10. Demanda y generación agrupadas, penetración PV de 60%.	35
5.11. Curvas de precios en el mercado P2P para los escenarios 1, 2, 4, 5, 7 y 8.	36

5.12. Curvas de precios en el mercado P2P para los escenarios 3 6 y 9 en los días de verano.	36
5.13. Ganancias anuales del operador de mercado P2P por cada escenario.	38
5.14. Comisión anual promedio del operador de mercado P2P por cada escenario. .	39
6.1. Precios de venta de la energía.	41
6.2. Ganancias a nivel país del operador de mercado P2P.	43
6.3. Proyección de las ganancias a nivel país del operador de mercado P2P al 2025.	44

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo se presenta las motivaciones que justifican la realización del presente trabajo de título, se definen los objetivos generales y específicos del tema a desarrollar y se muestra la estructura que posee el documento.

1.1. Motivación

Diversos estudios alrededor del globo indican que la demanda por energía eléctrica tendrá un aumento sostenido con el paso de los años. La “*International Energy Agency*” (Agencia Internacional de Energía) en su reporte “*World Energy Outlook*” (Perspectiva de la Energía en el Mundo) señala que para un escenario de desarrollo sustentable, el planeta requerirá una cantidad de energía eléctrica superior a los 40.000 [TWh] para el año 2040, lo que considera un aumento del 31 % en la generación de energía eléctrica si se compara con lo demandado el año 2018 [1].

Si se observan las proyecciones en la demanda por energía eléctrica en Chile, se prevé que el aumento en el consumo de energía eléctrica es mayor que la tendencia mundial, lo cual se entiende al ser éste un país en vías hacia el desarrollo. En el informe desarrollado por el Coordinador Eléctrico Nacional “Proyección de la Demanda Eléctrica 2018-2038” [2] se indica que para el año 2038 se necesitarán generar cerca de 129 TWh de energía eléctrica para poder satisfacer la demanda requerida por el Sistema Eléctrico Nacional, lo que corresponde a un aumento del 83 % comparando con la demanda del pasado año 2018.

El desafío que enfrenta la humanidad es poder satisfacer el aumento en la demanda de energía eléctrica de una manera sustentable, que no solo logre disminuir los efectos del cambio climático si no que también los pueda revertir. Para esta problemática se han explorado variadas alternativas para el desarrollo de la industria eléctrica, comenzando con la descarbonización de las matrices energéticas incorporando fuentes renovables de bajas emisiones o la adopción y desarrollo de la generación distribuida, la cual permite satisfacer localmente la demanda eléctrica inyectando energía principalmente renovable, directamente en las redes de media y baja tensión.

Es así que durante los últimos años se han observado desarrollos tecnológicos que han permitido abaratar los costos de los sistemas de generación distribuida (paneles solares, turbinas eólicas, etc) y los sistemas de almacenamiento (baterías), siendo cada vez más atractivo para los consumidores residenciales instalar algún sistema de generación domiciliario. En la figura 1.1 se puede observar la evolución que ha tenido el precio de las celdas fotovoltaicas desde el año 1977, disminuyendo su costo a la centésima parte del valor inicial hacia el año 2015.

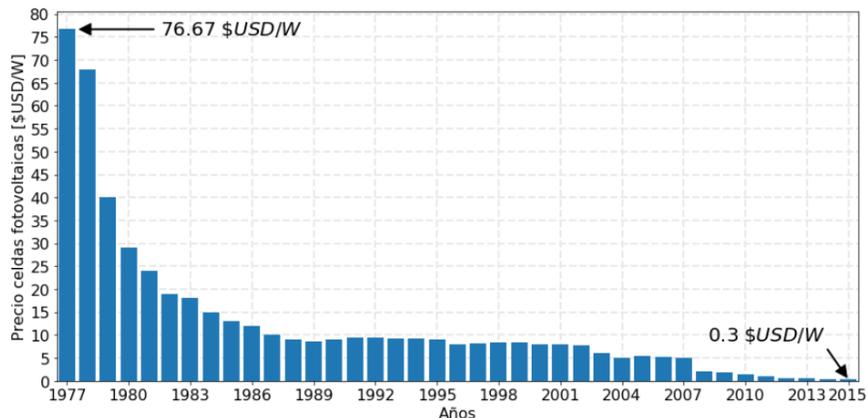


Figura 1.1: Evolución del precio de las celdas solares. (Fuente: Bloomberg New Energy Finance & PV Energy Trend)

De esta manera los sistemas de distribución han ido mutando desde el sistema convencional en donde una única distribuidora abastece de forma unidireccional a los consumidores finales, a un sistema con nuevos agentes (“Prosumidores”) que pueden inyectar sus excedentes de energía a la red de distribución o a algún tercero. Para lograr esto se deben actualizar las redes de distribución utilizando medidores que permitan medir de forma bidireccional el consumo y las inyecciones de energía de cada usuario, proceso que Chile ya está desarrollando poniéndose como meta tener un número de 6,5 millones de medidores para el año 2025.

Actualmente, se permite a los usuarios que tengan instalado algún sistema de generación domiciliario vender los excedentes que inyectan a la red a un precio que fijan las distribuidoras eléctricas en sus respectivas áreas de concesión (equivalente al costo de la energía), sin embargo, se observa que existe una diferencia notable entre el precio a la que compra y vende energía esta distribuidora. Es por esta brecha en los precios de la energía en la que se ha visto la posibilidad de desarrollar nuevos modelos de negocio permitiendo a estos usuarios vender su energía no solo a la distribuidora si no que a otros consumidores directamente. Este tipo de mercado en el que se permiten las transacciones de energía directamente entre usuarios finales se le llama un mercado de tipo “Peer-to-Peer” (P2P).

De esta forma es que resulta atractivo estudiar este nuevo tipo de mercados en el contexto del sistema eléctrico chileno, permitiendo explicar el comportamiento de los agentes involucrados en este entorno, con la oportunidad de estimar los precios que alcanzaría la energía en el nivel de la distribución eléctrica. Con esto se podría observar si la implementación de un mercado P2P generaría beneficios para los usuarios finales y si se observa el potencial económico para que alguna empresa tome el rol de operador de mercado P2P.

1.2. Objetivos

El presente trabajo tiene por objetivo desarrollar un modelo para simular un ambiente que permite las transacciones de energía entre usuarios residenciales que posean sistemas de generación domiciliario. Para esto se realizará un estudio de los modelos más utilizados en la literatura para la simulación de las transacciones en mercados P2P. Luego, se presentará la metodología propuesta para elaborar el modelo del mercado P2P ejecutando las simulaciones en el barrio Alto El Manzano ubicado en la comuna de Tiltil. Finalmente se realizará un análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones enfocándose en las posibilidades que trae este modelo de negocio para los integrantes de este.

Los objetivos específicos de este trabajo son:

- Estudiar los antecedentes que permiten entender la profundidad del tema propuesto, explicando las definiciones de los conceptos claves del trabajo, como lo son la generación distribuida, los *prosumidores* y los mercados P2P.
- Presentar el estado del arte en cuanto a las simulaciones de mercados P2P, mostrando las técnicas más utilizadas en la literatura y mostrando las ventajas y desventajas de cada una de las técnicas.
- Elaborar un modelo de simulación de un mercado P2P que sea fácil de programar en *softwares* de optimización, determinando las entradas que debe tener este modelo para ser representativo en el contexto de su ejecución en un barrio de Chile.
- Realizar pruebas que permitan validar el buen funcionamiento del modelo, mostrando el impacto de cada uno de los parámetros del modelo tienen en las simulaciones.
- Analizar los resultados de la ejecución del modelo en el barrio Alto El Manzano, enfocándose en los posibles beneficios que tendría para una empresa el operar esta clase de mercados.

1.3. Estructura del informe

El informe cuenta con una introducción en donde se puede encontrar las principales motivaciones de la realización del trabajo. Además, se muestran los principales objetivos que tiene el trabajo, dividiendo estos en un objetivo general y objetivos específicos. Finalmente, se detalla la estructura que tendrá el informe.

El primer capítulo presenta los antecedentes que permiten comprender de mejor manera los detalles del trabajo de título. En este capítulo se presentan definiciones a los conceptos claves que se desarrollan en el trabajo, como lo son los conceptos de generación distribuida, los *prosumidores* y los mercados energéticos de tipo P2P.

En el segundo capítulo se recoge el estado del arte de los modelos que permiten simular los mercados P2P, separando cada uno de estos modelos de acuerdo a las distintas técnicas utilizadas, mostrando las distintas ventajas y desventajas que tiene la implementación de cada una de ellas.

En el tercer capítulo se muestra la metodología empleada para elaborar el modelo de simulación a ejecutar, Mostrando cada una de sus partes y parámetros. Luego, se muestra el diseño de las distintas pruebas a que se someterá el modelo para verificar su validez. Finalmente, se señala como se realizará la ejecución en el barrio Alto El Manzano.

En el cuarto capítulo se ilustran los distintos resultados de las pruebas diseñadas en el capítulo anterior, realizando pequeñas observaciones de dichos resultados. Además, se muestran los resultados de la ejecución en el barrio Alto El Manzano.

En el quinto capítulo se realizan distintos análisis de los resultados presentados en el capítulo anterior, enfocándose en los beneficios que trae su implementación para los usuarios. También se estudia el modelo de negocio del operador del mercado P2P, mostrando las posibles ganancias que tendría una empresa que tome el rol de operador de mercado P2P.

Finalmente, se presentan las conclusiones del trabajo desarrollado, verificando el cumplimiento de los objetivos presentados en la introducción y realizando observaciones de las posibilidades que se tienen para trabajos futuros.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Generación Distribuida en Chile

Son diversas las definiciones en el mundo que se le da al término generación distribuida, por ejemplo, la CIGRE (Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas Eléctricos) la define como generadores con una potencia máxima no superior a los $50[MW]$ conectados a una red de distribución y que no son despachados de forma centralizada, por otra parte la IEA (Agencia Internacional de Energía) define a la generación distribuida como la producción de energía directamente en las instalaciones de los consumidores o de la empresa distribuidora inyectando energía en redes de baja tensión.

En Chile la generación distribuida queda definida en la Ley N° 20.571 del Ministerio de Energía [3] con actualizaciones en la Ley N° 21.118 [4], en ellas se indica que la capacidad instalada para usuarios de carácter residencial en sistemas de generación domiciliarios no puede superar los $300[kW]$ para estar dentro del marco legal. Además, la ley destaca que para inscribir correctamente dichas instalaciones se debe verificar la seguridad operacional y la configuración de la red de distribución o de ciertos sectores de ésta.

Los usuarios que tienen un sistema de generación domiciliario están permitidos a inyectar sus excedentes a la red de distribución, valorizando estas inyecciones al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados. Las inyecciones de energía de estos usuarios deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones. Si se da el caso que exista un saldo a favor del cliente, este saldo se procederá a descontar en las facturas de los meses subsiguientes o podrán ser pagados al cliente cumpliendo una serie de condiciones [4].

2.1.1. Tarifas de distribución

Como se mencionó anteriormente, las valorizaciones por las inyecciones de energía son distintas a las tarifas por los que los usuarios compran energía desde las empresas de dis-

tribución eléctrica, por lo tanto para poder entender la diferencia entre ambos precios es necesario conocer en que consisten las tarifas de los usuarios de distribución.

Lo primero que hay que definir, es que se consideran clientes de baja tensión a los clientes que están conectados a redes cuya tensión es igual o inferior a $400[V]$ [5]. Estos clientes, poseen distintas opciones tarifarias para abastecerse de energía eléctrica, las cuales se detallan a continuación:

1. Tarifa BT-1: Esta es la opción tarifaria más utilizada por los clientes. En la tarifa BT-1 los clientes solo poseen un medidor simple de energía, con un límite de potencia conectada de $10[kW]$. Esta tarifa tiene 2 modalidades:
 - (a) Tarifa BT-1a: Esta tarifa se aplica a los clientes abastecidos por empresas distribuidoras que tienen su demanda máxima en los meses en que se definen las horas de punta (abril a septiembre).
 - (b) Tarifa BT-1b: Esta tarifa se aplica a los clientes abastecidos por empresas distribuidoras que tienen su demanda máxima en meses en que no se definen las horas de punta (octubre a marzo) .
2. Tarifa BT-2: En esta opción tarifaria los clientes contratan potencia, por lo que los clientes poseen un medidor simple de energía y potencia contratada. La potencia que contratan los clientes tiene una vigencia de 12 meses.
3. Tarifa BT-3: Esta opción se caracteriza por determinar la demanda máxima leída. Los usuarios poseen un medidor simple de energía y demanda máxima leída. La definición de demanda máxima leída es el valor más alto de las demandas integradas en periodos sucesivos de 15 minutos.
4. Tarifa BT-4: Opción de tarifa horaria en baja tensión, para clientes con al menos medición de energía y demanda máxima de potencia contratada o leída, y demanda máxima de potencia contratada o leída en horas de punta. En esta opción existirán las siguientes modalidades de medición:
 - (a) Tarifa BT-4.1: Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
 - (b) BT-4.2: Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.
 - (c) BT-4.3: Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.
5. Tarifa BT-5: Opción tarifaria en baja tensión para suministros no residenciales.

Como la tarifa BT-1 es la más utilizada por los clientes de baja tensión, a continuación se detalla en que consiste cada uno de los cargos que posee:

- Cargo fijo mensual $[\$/mes]$.
- Cargo por Uso del Sistema de Transmisión $[\$/kWh]$.
- Cargo por Servicio Público $[\$/kWh]$.
- Cargo por energía $[\$/kWh]$.

- Cargo por compras de potencia [\$/kWh].
- Cargo por potencia base en su componente de distribución [\$/kWh].
- Cargo por potencia adicional de invierno en su componente de compras de potencia [\$/kWh].
- Cargo por potencia adicional de invierno en su componente de distribución [\$/kWh].

De lo más destacable de esta tarifa, es que si se separa la tarifa en sus componentes que van destinados a la generación, transmisión y distribución de energía, se tienen que en promedio un 70 % de la tarifa es por la energía consumida por el cliente, mientras que el 30 % restante es por el uso de la transmisión y la distribución. Sin embargo, hay que considerar que al ser esta una tarifa de carácter volumétrico (solo se paga por la energía consumida no separando los componentes) los usuarios al invertir en autogeneración dejan de pagar por cada una de las componentes anteriormente señaladas y no solo por la generación de energía. Considerando que la ley garantiza el pago por la infraestructura de transmisión y distribución esto se traduce en que otros usuarios deben compensar el pago que no están realizando los usuarios con autogeneración.

2.2. Prosumidores

Un *prosumidor* es un agente que cuenta con algún sistema de generación o de almacenamiento de energía eléctrica de manera que puede administrar activamente su propio consumo y producción de energía. En otras palabras, un *prosumidor* es un consumidor y productor de energía a la vez, por lo que puede inyectar energía a las redes eléctricas o consumir energías de las mismas. Esta bidireccionalidad en el comportamiento de los *prosumidores* se resume en la figura 2.1.

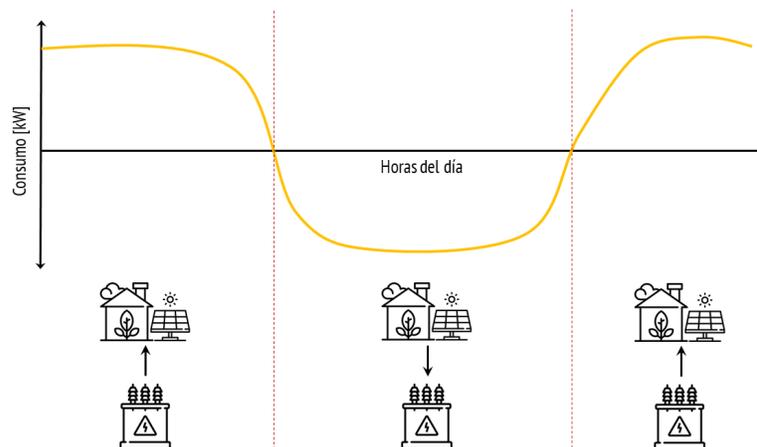


Figura 2.1: Perfil de consumo de un prosumidor

En la imagen se presenta el perfil de consumo de un *prosumidor* que cuenta con un generador de tipo fotovoltaico instalado en su propiedad. Se puede apreciar que durante un día existen zonas de déficit y de superávit de energía. En las zonas de déficit (consumo < 0) el

flujo de energía eléctrica va desde la red de distribución hacia el *prosumidor* ya que la energía generada por la instalación fotovoltaica no alcanza a abastecer el consumo del agente. Por otra parte, durante el tiempo de superávit (consumo) la instalación fotovoltaica genera más energía que la que requieren los consumos del *prosumidor*, durante este tiempo el *prosumidor* tiene la posibilidad de inyectar sus excedentes de energía a la red de distribución.

A partir del portal web “Energía Abierta” desarrollado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), se puede observar que hasta Noviembre del año 2019 se encuentran 4800 instalaciones de tipo domiciliario inscritas en el país, lo que nos indica la cantidad de *prosumidores* existentes en Chile. La evolución de la capacidad existente en instalaciones domiciliarias se observa en la figura 2.2.



Figura 2.2: Capacidad instalada en sistemas de generación domiciliaria.

Se puede observar que desde el año 2015 la instalación de unidades de generación domiciliaria a aumentado de forma sostenida alcanzando los $29,2[MW]$ al año 2019.

2.3. Mercados P2P

El aumento en el número de *prosumidores* proporciona una nueva fuente de energía, que abre el paso a un nuevos ecosistemas para el comercio local de energía y para el diseño de nuevos negocios [6]. En general, el comercio local de energía se refiere a la transferencia de energía desde un elemento de la red con energía excedentaria a uno con déficit [7]. Este comercio local de energía necesita un mercado local para gestionar las transacciones que se realizan entre los diferentes elementos de la red. Mercados energéticos locales son capaces de cambiar la estructura del sistema energético conectando a los *prosumidores* que poseen recursos renovables de energía eléctrica con los consumidores en los sistemas eléctricos de distribución.

Dentro de los mercados locales de energía se encuentran los mercados de tipo P2P. Un mercado energético de tipo P2P se define como un mercado en el que se permite a todos los usuarios participar en el intercambio de energía, sin depender de una compañía de distribución de carácter centralizada. Este intercambio de energía entre los usuarios de distribución,

permite que se forme un mercado energético competitivo, que no está monopolizado por una compañía de distribución; esto permite generar mayores ganancias para los usuarios con sistemas de generación residencial y a los clientes habituales de las redes de distribución.

Se pueden encontrar distintas topologías para los mercados de tipo P2P, destacando:

- Mercados P2P puros: en el mercado P2P puro, los participantes del mercado interactúan directamente entre sí sin entidades intermedias.
- Mercados P2P con mediadores: los vendedores y compradores pueden intercambiar energía directamente o a través de un mediador.

El uso local de la energía en los mercados P2P puede reducir las fluctuaciones en la tensión y las pérdidas en las redes de distribución, lo que hace que el sistema se vuelva más confiable [8]. La implementación de un mercado P2P contribuye al crecimiento en la utilización de las fuentes de energía renovable, al incentivar a los propietarios de medios de generación domiciliario a vender sus excedentes y obteniendo ganancias por ello. Con un mercado que permite las transacciones de energía se reduce el costo operacional del sistema al reducir el la demanda máxima del sistema. También se observa que los participantes del mercado pueden aumentar su bienestar vendiendo/comprando su energía a un precio más alto/más bajo que en un sistema convencional. Finalmente, el aprovechamiento de la energía renovable ayuda a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, al disminuir el uso de combustibles fósiles para la generación de la energía eléctrica.

2.3.1. Integrantes de un mercado P2P

En cualquier mercado energético es vital distinguir a los diferentes actores del mercado, identificando sus roles y objetivos. Por lo tanto es necesario poder identificar a estos actores en un mercado de tipo P2P. En general, los participantes clave en los mercados P2P son:

- Proveedores o vendedores de energía: Usuarios con sistemas de generación domiciliario, usuarios con sistemas de almacenamiento, dueños de autos eléctricos, etc.
- Consumidores o compradores de energía: Principalmente viviendas.
- Empresas de comercialización de energía o mediadores: Empresas distribuidoras, agregadores de demanda, operadores de mercado y otros.

Vendedores

Cualquier usuario con la capacidad de generar o almacenar energía puede ser un vendedor de energía en el mercado P2P. Generalmente, son usuarios con generación domiciliaria , medios de generaciones distribuida, usuarios con vehículos eléctricos, hogares inteligentes, etc.

Compradores

Los compradores en el mercado energético P2P son usuarios que demandan energía. Tanto los consumidores como los *prosumidores* pueden comprar energía del mercado. De hecho, los *prosumidores* con exceso de energía son vendedores, sin embargo si necesitan más energía de la que generan tomarán el papel de comprador en el mercado.

Mediadores

Cualquier otro actor en el mercado, que no sea un vendedor o comprador, es clasificado como un mediador. En la literatura se les dan distintos roles y tareas a los mediadores. Es común encontrar referencias donde el mediador del mercado P2P es un agregador de demanda. Las definiciones más comunes, indican que un agregador de demanda es “un agente independiente que combina la demanda de dos o más consumidores, para realizar una sola compra de energía pudiendo negociar el precio de esta” [9]. También pueden ser mediadores del mercado P2P, las empresas distribuidora [10], operadores de mercado [11], etc.

2.3.2. Implementación en el mundo

Existen numerosos proyectos relacionados con el comercio de energía P2P implementados en todo el mundo. A continuación, se presentan algunos de estos proyectos, describiendo brevemente el funcionamiento de cada uno.

Piclo

Piclo es una plataforma de comercio de electricidad P2P con sede en el Reino Unido, que comenzó su servicio como un proyecto piloto durante seis meses desde octubre de 2015 hasta marzo de 2016 con el apoyo del Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC).

El operador de Piclo es *Open Utility*, que cuenta con el respaldo de *Good Energy*, una empresa de energías renovable. En cuanto al modelo de negocios, se sabe que la principal fuente de ingresos de Piclo es la inversión del gobierno (DECC) y el capital de riesgo que provee *Nominet Trust*.

Open Utility ha desarrollado un software que conecta a los vendedores de energía con los consumidores cuyas preferencias coinciden. Good Energy es un proveedor de energía de generación de energía 100 % renovable que brinda servicios de comercialización, contratación, facturación y atención al cliente en la base de Piclo. Piclo mide y calcula las transferencias de la energía eléctrica de consumidores y proveedores cada 30 minutos (48 veces por día) utilizando datos de medidores, el costo de generación de energía y la información de preferencia de los consumidores. Los proveedores y consumidores de electricidad utilizan los servicios en línea de Piclo en sus computadoras, teléfonos inteligentes y tabletas como se muestra en la figura 2.3 [12] .

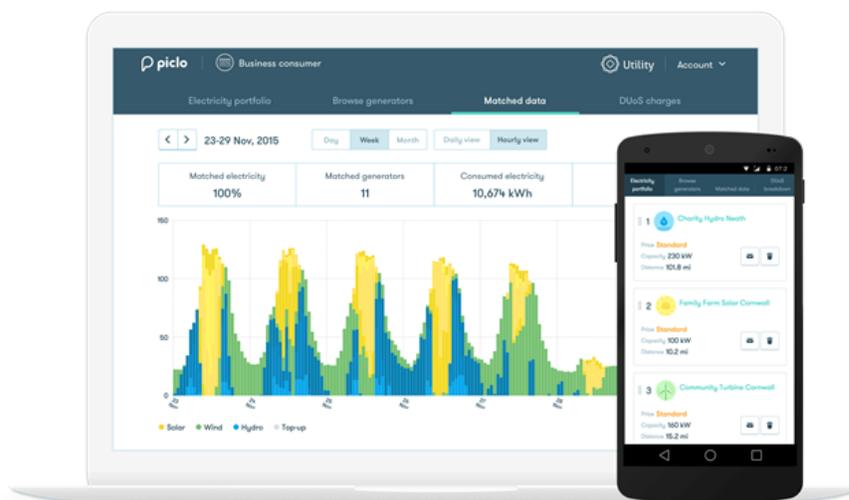


Figura 2.3: Plataforma Pico

Vandebron

El sitio web Vandebron permite a los compradores del mercado P2P comprar electricidad directamente de productores independientes, como por ejemplo, agricultores que poseen aerogeneradores en sus granjas, dejando a la empresa distribuidora de energía fuera de esta transacción.

Vandebron se estableció en 2013 y abrió el mercado directo para la energía renovable a partir de abril de 2014. Los compradores ingresan el tipo de contrato que desean (1 año o 3 años) y la cantidad de energía que requieren en el sitio web. Luego pueden elegir entre los productores de energía, donde cada productor de energía tiene una página web que lo presenta, mostrando sus fuentes de generación de electricidad.

Vandebron enfatiza que el comercio de electricidad en un mercado P2P beneficia tanto a los consumidores como a los productores. Los productores ya no necesitan aceptar el precio ofrecido por la empresa distribuidora de energía, por lo que pueden vender su energía a un precio más alto. Los consumidores pueden ahorrar dinero porque no tienen que aceptar los diversos cargos que cobran las empresas eléctricas por las facturas de electricidad. Vandebron no cobra comisiones, pero cobra una tarifa de suscripción mensual de aproximadamente 12 euros al mes para cada uno de los participantes de las transacciones [13].

Yeloha

Yeloha permite que los propietarios de paneles solares puedan “arrendar” la energía que genera su panel o una parte de ella a usuarios que tienen dificultades para instalar paneles solares en sus hogares. El modelo de negocios de Yeloha es compartir las ganancias de los usuarios que “arriendan” sus paneles y cobrar tarifas a los consumidores de energía. Según Yeloha, los consumidores de energía pueden ahorrar del 5% al 10% en las facturas de electricidad [14].

SonnenCommunity

SonnenCommunity es un proyecto desarrollado por la empresa sonnenBatterie, fabricante de baterías en Alemania. SonnenCommunity es una comunidad de dueños de baterías Sonnen que pueden compartir energía con otros usuarios miembros de la comunidad. Con una batería Sonnen y un sistema fotovoltaico, los miembros pueden cubrir por completo sus propias necesidades de energía generando excedentes. Estos excedentes no se inyectan a la red eléctrica, sino que a un *pool* que suministra la energía a otros miembros de la comunidad en momentos en que no pueden producir suficiente energía para abastecer sus consumos. Un software central conecta y monitorea a todos los miembros de la comunidad Sonnen, al tiempo que equilibra la oferta y la demanda de energía. Esta idea es muy similar a la de Piclo y Vandebrom, pero en sonnenCommunity destaca la importancia de los sistemas de almacenamiento [15].

Micro Grid Sandbox

Micro Grid Sandbox es un proyecto de microrred en Brooklyn, Nueva York, que prueba un sistema que permite la transacción de energía entre vecinos de la microrred, donde estas transacciones se realizan de manera independiente de la empresa distribuidora del lugar. *Micro Grid Sandbox* es un proyecto piloto que utiliza la tecnología del *blockchain* para minimizar el papel del intermediario. Todavía no se conoce el modelo de negocio específico que se empleará para generar ingresos a la empresa [16].

Capítulo 3

Estado del arte

En el presente capítulo se presentará el estado del arte con respecto a los distintos tipos de modelos de simulación que existen para poder estudiar los mercados de tipo P2P.

3.1. Modelos de optimización centralizada

Los modelos de optimización centralizados se basan en la acción de una entidad central que actúa como mediadora entre los diferentes productores y consumidores de energía eléctrica. Los autores en [17] proponen un modelo de optimización que optimiza las transacciones de energía entre dos microrredes que están desconectadas de la red principal. El modelo tiene como objetivo satisfacer la demanda de energía de cada microrred mientras minimiza la generación de energía y el costo de transporte de la electricidad.

En [18] se sugiere un algoritmo que determina precios basados en la optimización del comercio local de energía de una microrred que es operada por un operador de mercado local (LTM). El LTM establece un precio local en la microrred, precio que es diferente del precio dado por la compañía de distribución eléctrica. Este precio local beneficia a los *prosumidores* locales, a los consumidores y al LTM. El modelo propuesto, contempla dos algoritmos de optimización. El primer modelo de optimización muestra cómo los productores y los consumidores ajustan sus cargas y excedentes horarios en respuesta a los cambios en los precios que fija el LTM. El segundo modelo de optimización modela cómo el LTM encuentra estos precios óptimos que maximizan el bienestar social de todos los actores del mercado, incluyendo a los productores de energía y los consumidores.

Los mismos autores ampliaron esta idea de realizar 2 modelos de optimización en [19], proponiendo una optimización de los precios de un mercado híbrido, donde operan en conjunto la empresa de distribución eléctrica y el operador del mercado local (LTC). En este modelo se contemplan dos tipos de LTC: un LTC sin fines de lucro que solo funciona para beneficiar a los productores y consumidores locales de la microrred y un LTC con fines de lucro que apunta a maximizar su propio beneficio.

3.2. Modelos impulsados por incentivos

Los modelos basados en incentivos alientan a los usuarios de las redes de distribución, ofreciéndoles incentivos para que participen en el mercado P2P y en el proceso de ajuste activo de la demanda. Los autores en [20] proponen un mecanismo de intercambio de energía renovable basado en incentivos, para permitir a los usuarios con excedentes de energía compartir sus excedentes con otros usuarios que necesitan energía, con el fin de maximizar la utilización de las energías renovables presentes en la microred. El método permite el comercio de energía entre varios usuarios simultáneamente. El operador de la red coordina el intercambio de energía haciendo coincidir la oferta y la demanda entre vendedores y compradores, también proporciona la infraestructura para las transacciones de energía. Además, el operador de la red actúa como intermediario para las transferencias de energía, de modo que los usuarios pueden participar en el mercado P2P sin revelar sus identidades entre sí, por razones de privacidad.

Sin embargo, el modelo de negocios del operador de la red, que proporciona la plataforma para que los usuarios vendan y compren energía, no se menciona explícitamente.

3.3. Modelos basados en cooperativas

Los modelos basados en cooperativas involucran a muchos productores y consumidores que trabajan juntos por su beneficio mutuo. Los investigadores en [21] proponen una cooperativa de generación de energía y un sistema de transacciones que permite a un grupo de *prosumidores*, que tienen la capacidad de generar energía y almacenarla, intercambiar entre ellos energía, con el objetivo de minimizar el costo total de abastecer la demanda de energía de cada *prosumidor* individual.

Se proponen dos diferentes algoritmos de optimización; uno para la programación de energía (ajuste de la curva de carga y generación de los *prosumidores*) y el otro para calcular el costo de las transacciones asociadas con el comercio de energía. El primer modelo encuentra la curva de carga óptima que minimiza el costo total de abastecimiento de la demanda para todos los *prosumidores*. El segundo modelo determina el costo óptimo de las transacciones para cada *prosumidor*; este costo se determina de manera que cada usuario obtenga beneficios por participar en la cooperativa de generación.

3.4. Modelos en teoría de juegos

Los modelos que utilizan la teoría de juegos como formulación principal son los modelos más utilizados para determinar la respuesta de la demanda que poseen los mercados con transacciones directas de energía. El problema de las transacciones de energía se modela como un juego de Stackelberg de varios seguidores en varios estudios. El estudio en [22] propone un esquema de comercio de energía basado en el juego de Stackelberg no cooperativo de

múltiples líderes y múltiples seguidores para el comercio de energía entre vehículos eléctricos (EV) y microrredes. El modelo decide la cantidad óptima de energía que deben consumir los EV, además, determina el precio por $[kWh]$ al que deben ser cargados por las microrredes.

Los EV actúan como líderes y deciden la demanda de energía, mientras que las microrredes actúan como seguidores y deciden el precio de la energía. El modelo logra un óptimo que se puede verificar teóricamente y que se evaluó mediante simulaciones.

Por otra parte, el estudio realizado en [23] sugiere un juego de coalición para obtener el precio óptimo de la electricidad en el mercado P2P. Este juego de coalición utiliza el valor Shapley como un medio para obtener el precio de la electricidad. Mediante este método se logra una división justa de los ingresos entre los *prosumidores*. En el modelo, se tiene que un agente independiente gestiona el comercio de electricidad entre vendedores de pequeña escala (*prosumidores*) y compradores. El agente independiente determina el precio de la electricidad en tiempo real y lo anuncia a todos los participantes. La información de la demanda y la oferta de cada participante no es necesaria para determinar el precio resultante del modelo; más bien, el precio se determina en función de la información estadística de la demanda y la oferta y del número de participantes en el mercado. La demanda y oferta de cada participante se modela como variable aleatoria mediante el uso de información estadística.

Los autores de [24] proponen un algoritmo de intercambio de energía basado en la teoría de juegos que permite a los consumidores comprar energía de productores vecinos a un precio más bajo que el precio de la empresa distribuidora. Cada vendedor decide su precio de venta de la energía que posee como excedente. Los consumidores compiten por seleccionar los mejores vendedores y de esta manera minimizar sus cuentas de la electricidad.

La selección se realiza en función del precio y del costo incurrido para la transmisión de la energía a través de la red de distribución. El costo de transmisión depende de la ubicación geográfica de los vendedores y compradores y de la capacidad de las líneas de distribución entre ellos. En el estudio se realizaron simulaciones y los resultados obtenidos mostraron que el algoritmo propuesto puede minimizar las cuentas de la electricidad de los consumidores, mientras que se logra aumentar las ganancias de los vendedores. Los resultados de rendimiento mostraron que el algoritmo propuesto ofrece una solución muy cerca del óptimo global. Además, el algoritmo converge después de un número reducido de iteraciones.

En [25] se propone un modelo de teoría de juegos donde los compradores pueden ajustar el comportamiento del consumo de energía en función del precio y la cantidad de energía ofrecida por los vendedores. Los autores dividen el problema en 2 competencias separadas: 1) competencia de precios entre los vendedores; y 2) competencia por la selección de los vendedores entre los compradores. Para desarrollar el modelo los autores utilizan un enfoque de juego Stackelberg para modelar la interacción entre compradores y vendedores. En el artículo se desarrollan dos algoritmos iterativos para la implementación de los juegos de modo que exista un estado de equilibrio en cada uno de los juegos (vendedores y compradores). El método propuesto se aplica a una microrred con sistemas de generación fotovoltaico y con almacenamiento de energía. Los resultados de la simulación muestran la convergencia de los algoritmos y la efectividad del modelo propuesto para manejar el comercio de energía P2P. Los resultados también muestran que el comercio de energía P2P proporciona importantes beneficios financieros y técnicos a la comunidad.

Capítulo 4

Metodología

En el presente capítulo se muestra la metodología empleada para elaborar el modelo de simulación, detallando cada una de sus partes y parámetros. Luego, se muestra el diseño de las distintas pruebas a las que se someterá el modelo para verificar su validez. Finalmente, se señala como se realizará la ejecución en el barrio Alto El Manzano.

4.1. Modelo a implementar

Como se mencionó en el capítulo anterior son variados los modelos y algoritmos existentes para poder encontrar el equilibrio de mercado en un mercado de tipo P2P, dependiendo la topología de este y la participación de los agentes. A continuación, se presenta el modelo propuesto para un modelo de mercado P2P de carácter horario en donde los *prosumidores* vendedores de energía realizan ofertas por la energía que disponen a la venta, cooperando con el resto de los vendedores para maximizar sus ganancias. Mientras tanto el modelo también incluye las decisiones de los usuarios compradores que deben elegir cuanta energía comprar desde la distribuidora y cuanta comprar desde el mercado P2P, dependiendo de las preferencias de cada comprador y de la competencia entre los precios de cada uno de los usuarios vendedores. Todo este proceso lo monitorea un operador de mercado P2P, el cual cobra una comisión a los usuarios por el uso de su plataforma de comercialización. La elaboración de este modelo se formuló utilizando elementos presentes en los modelos basados en la teoría de juegos presentados en el capítulo anterior, principalmente en el trabajo desarrollado en [25].

El modelo que se presentará se basa en la cooperación de los vendedores de energía los cuales en conjunto realizan sus ofertas con el objetivo de maximizar sus utilidades, mientras que a su vez, los usuarios compradores de energía buscan abastecer su demanda por energía eléctrica al menor costo posible. Esta división en los objetivos de cada uno de los agentes da el pie para dividir el problema global de las transacciones de energía en dos subproblemas con foco en cada uno de los participantes del mercado, es decir, un modelo para los compradores y otro para los vendedores. A continuación, se presenta de forma detallada la formulación de cada uno de estos modelos, para finalmente mostrar cómo operan ambos modelos de forma

conjunta.

4.1.1. Subproblema de los compradores

El problema de minimizar los costos por abastecer la demanda de cada uno de los compradores que participan en el mercado P2P se formulará como un problema de minimización lineal. Para cada hora del día se define el conjunto N_b que contiene a los usuarios que en la hora h poseen una demanda neta por energía eléctrica mayor a cero, es decir, todos los usuarios que no poseen algún sistema de generación domiciliario o usuarios con generación domiciliar que no generaron excedentes por sobre su propia demanda. De la misma manera, para cada hora del día se define el conjunto N_s como el conjunto de los usuarios que poseen excedentes disponibles para la venta en el mercado P2P.

Definidos los conjuntos de compradores N_b y vendedores N_s , cada comprador $i \in N_b$ debe decidir cuanta energía debe comprar a la empresa distribuidora (d_i) y cuanta energía comprar desde cada uno de los vendedores $j \in N_s$ ($T_{i,j}$) para abastecer su demanda $P_{imp\ i}$. De esta manera d_i y $T_{i,j}$ se transforman en las variables de decisión del problema de optimización lineal. En la figura 4.1 se ilustra la decisión que toma cada uno de los compradores.

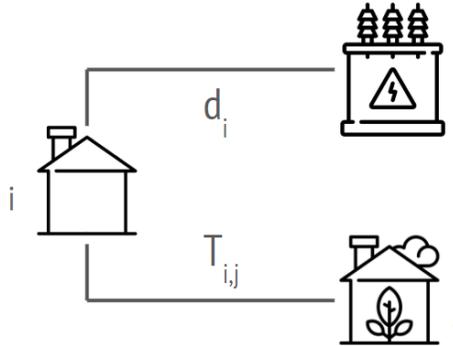


Figura 4.1: Representación de las variables de decisión.

Para tomar esta decisión cada uno de los compradores debe conocer el precio de la energía desde las distintas fuentes disponibles para la compra. De esta manera se define como D_{sell} el precio al que la distribuidora vende la energía a los clientes de la tarifa BT-1 en la localidad donde se implementará el modelo. También se define el parámetro π_j como el precio al que oferta los excedentes cada uno de los vendedores $j \in N_s$ y se define $P_{exp\ j}$ como la cantidad de excedentes de cada vendedor $j \in N_s$.

El modelo considera las pérdidas que se generan en la red al realizarse una transferencia de energía entre cada comprador $i \in N_b$ y $j \in N_s$ bajo el parámetro $\rho_{i,j}$. Este parámetro es de carácter adimensional y representa el porcentaje de pérdidas en una transferencia, de esta manera si $\rho_{i,j} = 0,01$ indica que el comprador i deberá comprar $1,01[kWh]$ al vendedor j para abastecer una demanda de $1[kWh]$.

También, basándose en modelos encontrados en la literatura, cada usuario tiene una preferencia por las energía renovables, caracterizada en el parámetro Gr_i . Si Gr_i es mayor a

cero, el comprador i será categorizado como un usuario verde, lo que implica que este está dispuesto a pagar más (tanto como el valor de Gr_i) por energía que ellos saben proviene de fuentes renovables de energía.

Finalmente, el operador de mercado P2P cobra una comisión por las transacciones que se realicen en su plataforma. La comisión está representada por el parámetro α . A modo de resumen, a continuación se muestra cada uno de los parámetros que intervienen en el modelo de toma de decisión de los compradores de energía:

- Los excedentes de energía de los usuarios con generación domiciliaria $P_{exp j}$.
- La demanda neta de los usuarios con déficit de generación o que no posean generación domiciliaria $P_{imp i}$.
- El precio al que oferta cada uno de los usuarios excedentarios de energía π_j .
- El precio de la energía en la tarifa BT-1 en la zona de concesión en la que se ubica la red estudiada D_{sell} .
- El porcentaje de pérdidas que existen entre una transacción de energía entre dos *prosumidores* $\rho_{i,j}$.
- Preferencia que tienen los usuarios frente a energías 100 % renovables Gr_i .
- La comisión que cobrará el operador del mercado P2P por la utilización de su plataforma de transacciones α .

Definidos las variables de decisión y los parámetros del problema, es hora de definir la función objetivo del problema, la cual se presenta a continuación:

$$\min \sum_{i \in N_b} (d_i \cdot D_{buy} + T_{i,j} \cdot (1 + \rho_{i,j}) \cdot \pi_j \cdot (1 - Gr_i)) \quad (4.1)$$

En resumen, la ecuación 4.1 minimiza las compras de energía de todos los compradores del sistema, en base a sus propias preferencias. Para que el modelo sea funcional y representativo a la realidad se deben agregar las siguientes restricciones:

$$\sum_{i \in N_b} (T_{i,j} \cdot (1 + \rho_{i,j})) \leq P_{exp j} \quad \forall j \in N_s \quad (4.2)$$

$$d_i + \sum_{j \in N_s} T_{i,j} = P_{imp i} \quad \forall i \in N_b \quad (4.3)$$

La ecuación 4.2 indica que cada vendedor $j \in N_s$ no puede vender más energía de la que tiene disponible, considerando la demanda que posee por energía de parte de los compradores y considerando las pérdidas que contempla la realización de cada una de las transferencias. Por otra parte, la ecuación 4.3 señala que cada comprador i debe satisfacer su demanda por energía eléctrica desde sus compras por energía a la distribuidora o por sus compras en el mercado P2P.

Como se puede apreciar los elementos de interés que relacionan a los vendedores con este problema enfocado en la satisfacción de los compradores son los parámetros π_j^h y $T_{i,j}^h$. De

esta manera estos son los parámetros son los que serán utilizados en la segunda parte del problema: el subproblema de los vendedores.

4.1.2. Subproblema de los vendedores

El problema de los vendedores es decidir a que precio deben ofertar la energía que disponen de manera de maximizar las ganancias por las ventas de energía. La formulación de este problema se basa en un proceso iterativo, que utiliza los resultados del modelo de los compradores como referencias para la toma de decisiones de los vendedores.

En la iteración 0 del proceso de ofertas de energía, cada vendedor elige un precio de oferta $\pi_j(0)$ entre los precios de compra y venta de la distribuidora (D_{buy}, D_{sell}) , ya que, para cualquier valor entre estos precios para los usuarios compradores será mas atractivo participar en el mercado P2P, comprando energía a un precio menor que el de la distribuidora, y cada vendedor vende su energía a un precio más alto que al que le venderían directamente a la empresa distribuidora de energía. De esta manera, el valor de $\pi_j(0)$ distribuye uniformemente en el rango (D_{buy}, D_{sell}) .

En la primera iteración, se ejecuta el subproblema de los compradores definido anteriormente (ecuación 4.1) con la semilla de precios antes mencionada ($\pi_j(0)$), obteniendo el valor de las transacciones que se realizaron en la red a partir del valor alcanzado por el parámetro $T_{i,j}$. Con el parámetro $T_{i,j}$ se puede calcular el volumen total de transacciones de energía de la primera iteración ($MT(0)$) de la siguiente forma:

$$\sum_{i \in N_b} \sum_{j \in N_s} T_{i,j} \cdot \pi_j(0) \doteq MT(0) \quad (4.4)$$

Otro resultado de interés que se obtiene de la primera iteración es la situación en la que quedó cada uno de los vendedores:

1. Vendió energía.
2. No vendió energía.

En el primer caso, si el vendedor $j \in N_s$ pudo vender sin problemas la energía que disponía, es un indicador de que este podría aumentar su precio en una siguiente iteración. Aumentando su precio ofertado π_j en una iteración siguiente le permite obtener más ganancias en por la venta de su energía.

En el segundo caso, si el vendedor $j \in N_s$ no pudo vender la energía que disponía, indica que el precio que ofertó por la energía es demasiado caro para los usuarios compradores, es decir, que no está eligiendo un precio económicamente competitivo. De esta manera, para una siguiente iteración, los vendedores que no pudieron vender energía tienen incentivos a bajar el precio de oferta por energía, de manera de ser más competitivos en la siguiente iteración.

Como se puede observar cada vendedor tiene 2 alternativas para mejorar su participación

en el mercado, aumentar en algún ε su precio o disminuirlo. Es así que cada uno de los precios de la semilla original $\pi_j(0)$ se actualiza de la siguiente forma para la futura iteración:

$$\text{Si: } \sum_{i \in N_b} (T_{i,j}) > 0 \text{ entonces: } \pi_j(k+1) = \pi_j(k) + \varepsilon \quad (4.5)$$

$$\text{Si: } \sum_{i \in N_b} (T_{i,j}) \leq 0 \text{ entonces: } \pi_j(k+1) = \pi_j(k) - \varepsilon \quad (4.6)$$

Finalizada la actualización de los precios de oferta, se vuelve a ejecutar el modelo de los compradores (ecuación 4.1) con los nuevos precios como entrada del modelo. Al igual que en la primera iteración, se utiliza el valor del parámetro $T_{i,j}$ para determinar nuevamente el monto total de las transacciones de energía ($MT(k)$) de la siguiente forma:

$$\sum_{i \in N_b} \sum_{j \in N_s} T_{i,j} \cdot \pi_j(k) \doteq MT(k) \quad (4.7)$$

En este punto, se realiza una comparación entre los montos totales de las transacciones de energía para determinar el criterio de convergencia del modelo de la siguiente forma:

- Si $MT(k) > MT(k-1)$ se continúa con el proceso iterativo, actualizando los precios π_j de los vendedores para una futura iteración.
- Si $MT(k) \leq MT(k-1)$ se detienen el proceso iterativo.

En el primer caso, como el monto de las transacciones totales sigue en aumento, los vendedores en su conjunto siguen ganando más dinero que en las iteraciones anteriores, por lo que pueden seguir ajustando sus precios esperando que en la siguiente iteración sigan ganando más. Es por esto que este modelo considera la cooperación de los usuarios vendedores, ya que ninguno se desvía de este proceso de maximización de las ganancias totales.

En el segundo caso, como no se ve un aumento en el monto total de las transacciones, los vendedores no mejorarán su participación en el mercado al seguir actualizando sus precios de oferta, por lo que el proceso iterativo se detiene.

4.1.3. Operación de los modelos en conjunto

Tal como se indicó anteriormente, los modelos propuestos para cada subproblema operan en conjunto utilizando los resultados de un modelo como entrada en el otro. Para poder entender de manera más fácil la operación conjunta de los modelos, a continuación, se presenta un diagrama (figura 4.2) que resume como se relacionan las variables de cada uno de los problemas:

La implementación de este modelo se escribió en Python utilizando Pyomo, herramienta que permite formular problemas de optimización. Para resolver el problema se utilizó el

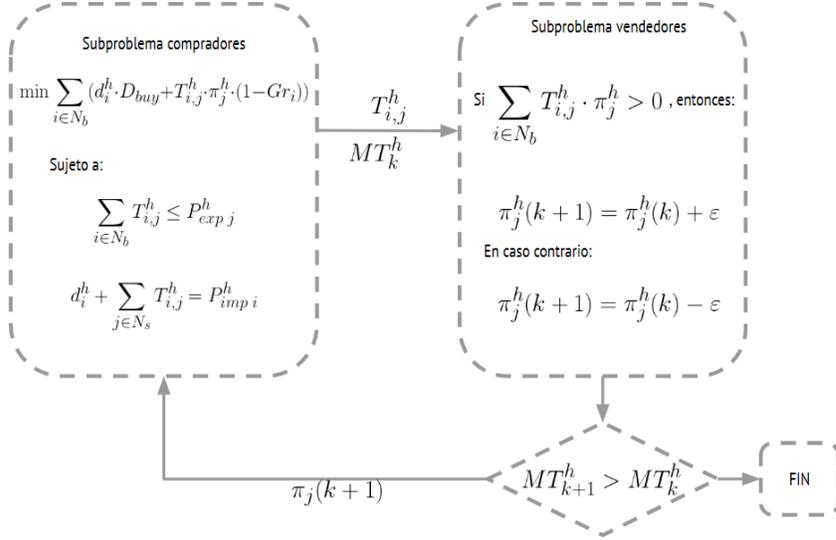


Figura 4.2: Funcionamiento del modelo a implementar

paquete *GNU Linear Programming Kit* (GLPK) el cual es un paquete de software destinado para resolver a gran escala problemas de programación lineal (LP), programación de enteros mixtos (MIP), y otros problemas relacionados.

Analizando la implementación de este tipo de modelos en la práctica, la literatura indica que el operador del mercado P2P define intervalos de tiempo para recibir las ofertas de energía y la información de los excedentes, para luego evaluar el modelo entregando las transacciones entre usuarios y los precios correspondientes a la energía en ese intervalo de tiempo. Un ejemplo de esto es lo desarrollado por Piclo, quienes actualizan la información de los medidores 48 veces diarias (cada 30 minutos).

Desde el punto de vista de la regulación eléctrica, para que el modelo sea implementable se requieren actualizaciones a la ley de distribución. Principalmente, la regulación debe modificarse de tal manera que los usuarios finales en las redes de distribución puedan comprar energía a otro ente que no sea la empresa distribuidora, esto implica que debe existir un registro claro de las transacciones realizadas entre los usuarios y entre los usuarios y la distribuidora.

4.2. Valorización de los parámetros del modelo

Definido el modelo a implementar, es necesario determinar los valores que se utilizarán para la ejecución del modelo, definiendo las entradas y los parámetros que se utilizarán en las pruebas

4.2.1. Ubicación geográfica

Para las ejecuciones del modelo de simulación del mercado P2P se utilizará el barrio Alto El Manzano como ubicación geográfica. La importancia de definir la ubicación geográfica de la red en la que se ejecutará el modelo esta dado por la obtención de las curvas de generación de los usuarios con generación domiciliaria de tipo fotovoltaico.

El barrio Alto El Manzano se encuentra ubicado en la Región Metropolitana, comuna de Tilttil. Se asume que los residentes del barrio Alto El Manzano poseen el poder adquisitivo para la eventual instalación de paneles fotovoltaicos, además la zona cuenta con buenos niveles de radiación, por lo que se considera bueno realizar las simulaciones en este barrio esperando que en los próximos años los residentes instalen paneles. Además, cabe destacar que el barrio es alimentado por un único alimentador, conectado directamente al sistema eléctrico nacional, por lo que esto facilita la obtención de la información de los consumos del barrio completo y permite de manera sencilla que el barrio opere como una isla cuando hay energía suficiente para auto-abastecerse.

En la tabla 4.1 se resumen los aspectos técnicos del barrio, como su ubicación geográfica y el número de casa, mientras que en la imagen 4.3 se muestra una imagen satelital del barrio en cuestión.

Tabla 4.1: Datos técnicos barrio Alto el Manzano

Nombre Barrio	Alto El Manzano
Comuna	Tilttil
Región	Metropolitana
Empresa distribuidora	Enel Distribución
Latitud [°]	-33,1644
Longitud [°]	-70,7876
Número de domicilios	579
Consumo de Energía anual [GWh]	1,684

4.2.2. Perfiles de generación solar

Para obtener los perfiles de generación solar, primero se debe acordar la potencia que tendrá instalada cada residencia. Para determinar este valor se utilizó el catastro de instalaciones de generación domiciliaria que se puede obtener del portal energía abierta perteneciente a la Comisión Nacional de Energía (CNE). De este catastro se estudió la potencia instalada de los sistemas fotovoltaicos, obteniéndose el histograma que se puede observar en la figura 4.4

En la figura 4.4 se observa que la mayoría de las instalaciones se encuentra entre los 0 y 1[kW]. Es por esto que se decide utilizar 1[kW] como potencia base para los hogares del barrio Alto El Manzano. Obtenida la potencia instalada que se utilizará para la ejecución del modelo, se procedió a utilizar la herramienta Explorador Solar del Ministerio de Energía, para obtener curvas reales de generación para un panel fotovoltaico con las siguientes características:



Figura 4.3: Imagen satelital del barrio Alto El Manzano.

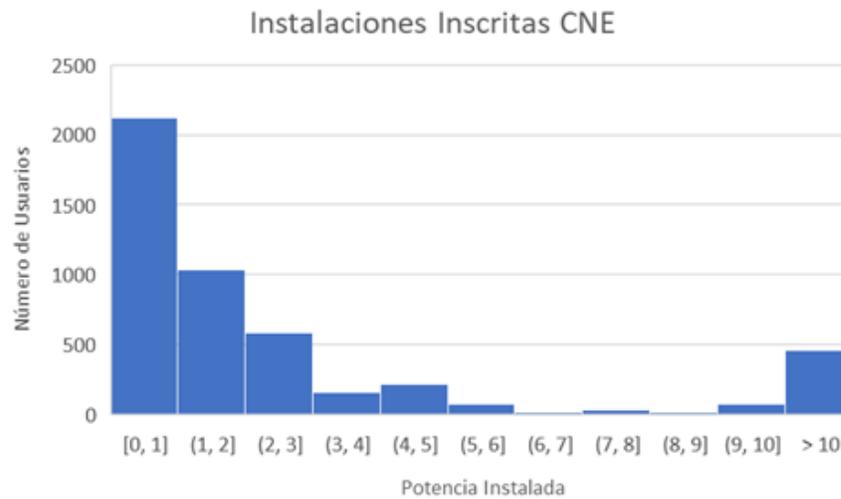


Figura 4.4: Histograma de la potencia nominal de las instalaciones inscritas en la CNE.

1. Potencia nominal: $1[kW]$
2. Latitud: $-33,1643869$
3. Longitud: $, -70,7875712$
4. Inclinación: 28°
5. Ángulo azimut: -1°
6. Tipo de arreglo: Fijo
7. Factor de pérdidas: 14
8. Eficiencia inversor: 0.96

En las figuras 4.5, 4.6, 4.7 y 4.8 se muestran las curvas de generación de una muestra de 5 usuarios con generación domiciliar fotovoltaica para cada una de las estaciones del año.

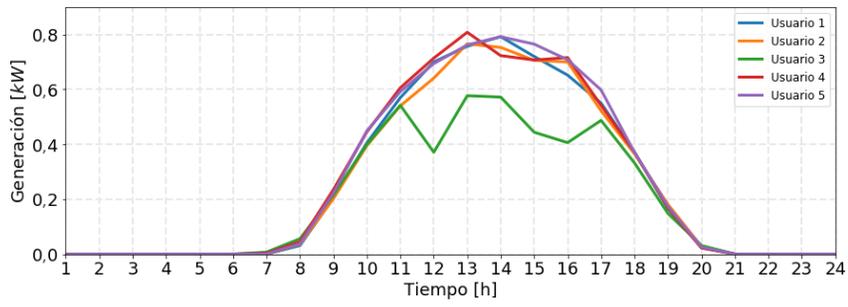


Figura 4.5: Curva de generación solar para un mes de verano.

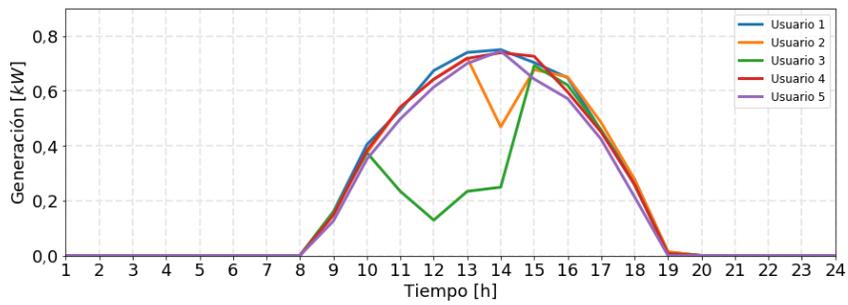


Figura 4.6: Curva de generación solar para un mes de otoño.

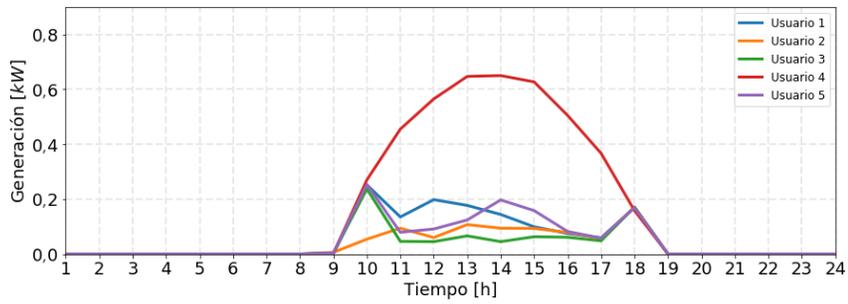


Figura 4.7: Curva de generación solar para un mes de invierno.

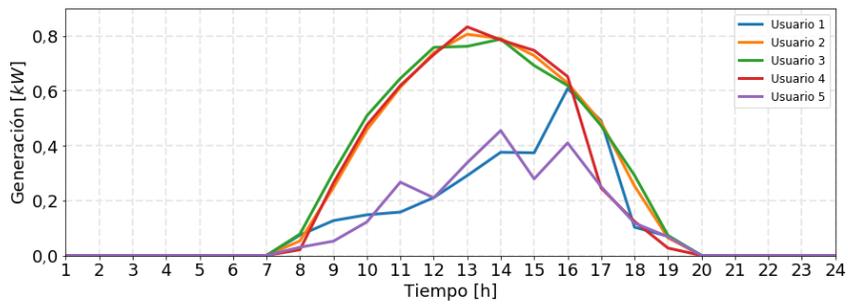


Figura 4.8: Curva de generación solar para un mes de primavera.

4.2.3. Perfiles de consumo residencial

Para generar las curvas de carga de los hogares del barrio Alto El Manzano se utilizaron dos curvas que se encontraron en la literatura. La primera curva de carga se aprecia en la figura 4.9, la cual corresponde a una curva típica residencial la cual está disponible en el documento [26]. La segunda curva se muestra en la figura 4.10, esta fue obtenida del documento [27] en donde se utilizaron datos de un alimentador de media tensión.

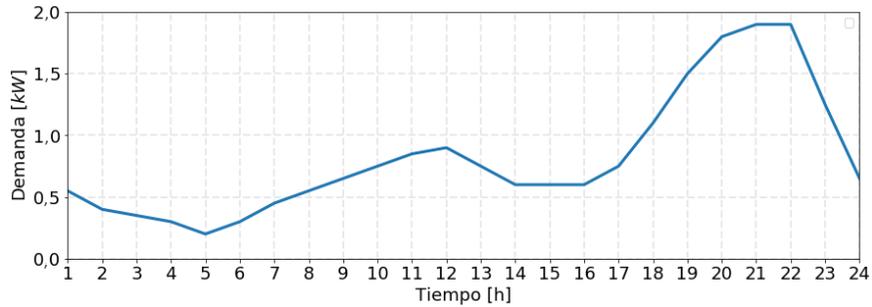


Figura 4.9: Curva de carga residencial.

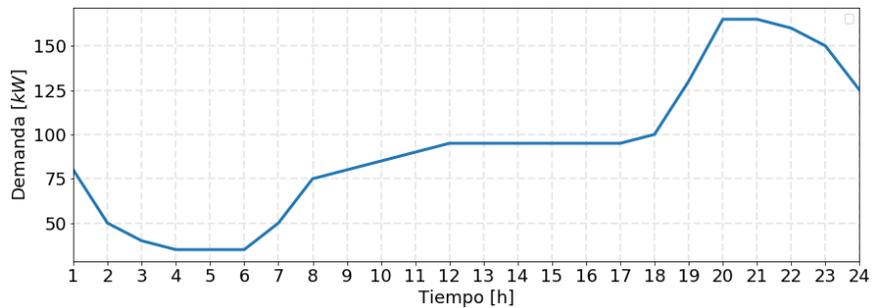


Figura 4.10: Curva de carga de un alimentador destinado a consumo residencial.

Las curvas mostradas en las figuras 4.9 o 4.10 se procedieron a normalizar basándose en las variaciones estacionales del consumo de los usuarios del barrio Alto El Manzano, utilizando como referencia un consumo típico de $250[kWh]$ para el verano, $280[kWh]$ para primavera y otoño y $320[kWh]$ para el invierno. Esta elección se justifica observando la demanda obtenida en el alimentador del barrio Alto El Manzano, el cual se puede observar en la figura 4.11.

Con la normalización de ambas curvas, para generar los perfiles de demanda de los usuarios del barrio, se procedió a realizar una combinación lineal las curvas, agregando variaciones al consumo de cada residencia de la siguiente manera:

$$\text{Perfil}_i[h] = \text{curva}_1[h] \cdot \beta_i + \text{curva}_2[h] \cdot (1 - \beta_i) \cdot \gamma_i \quad (4.8)$$

Donde β_i distribuye uniformemente entre 0 y 1, y γ_i distribuye de forma normal con media 1 y desviación 0,1. En las figuras 4.12, 4.13, 4.14 y 4.15 se pueden observar los perfiles de carga de una muestra de 5 usuarios para cada una de las estaciones del año.

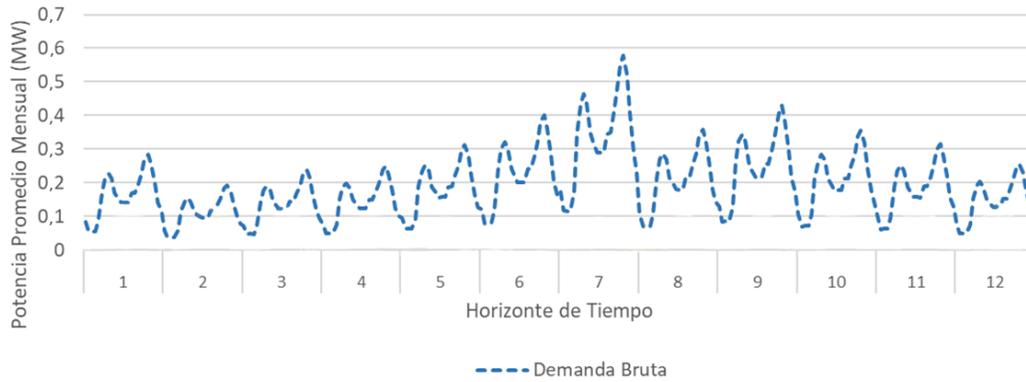


Figura 4.11: Variación mensual de la demanda del barrio Alto El Manzano.

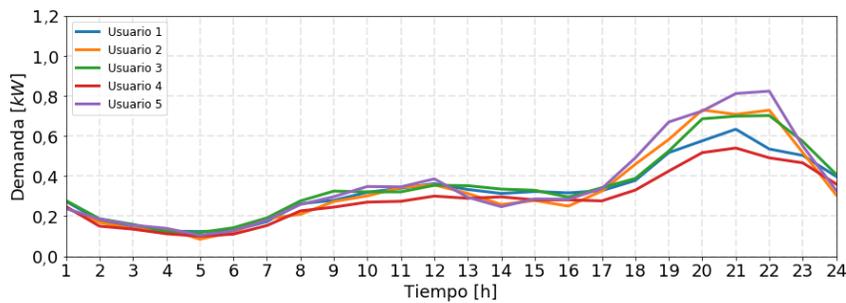


Figura 4.12: Curva de carga para un día del mes de verano.

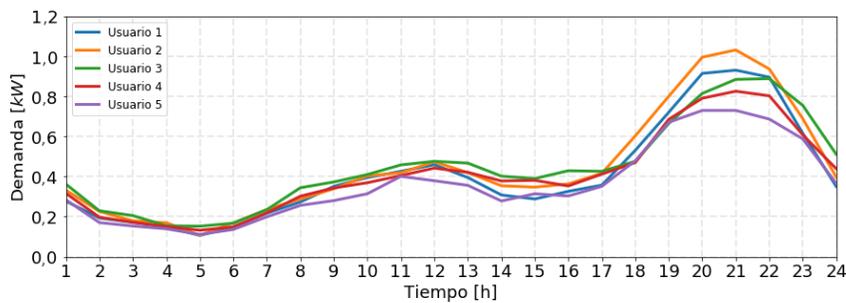


Figura 4.13: Curva de carga para un día del mes de otoño.

4.2.4. Precios de la energía

Para determinar los precios de la energía en el barrio Alto El Manzano se observaron los valores de la tarifa BT-1 por la empresa de distribución Enel Distribución en la comuna de Tiltill para el mes de Noviembre del año 2019 en el documento presente en [28]. En la tabla 4.2 se muestran los componentes de la tarifa y el valor total de esta.

Finalmente, se determinó el precio al que Enel Distribución compra energía en el marco de la ley de generación distribuida, nuevamente se utilizó el valor correspondiente a la comuna de Tiltill para el mes de noviembre de 2019. El valor encontrado fue de $57,3218[\$/kWh]$ [28]

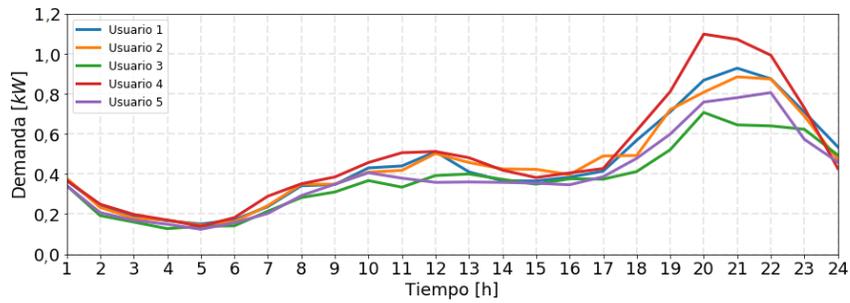


Figura 4.14: Curva de carga para un día del mes de invierno.

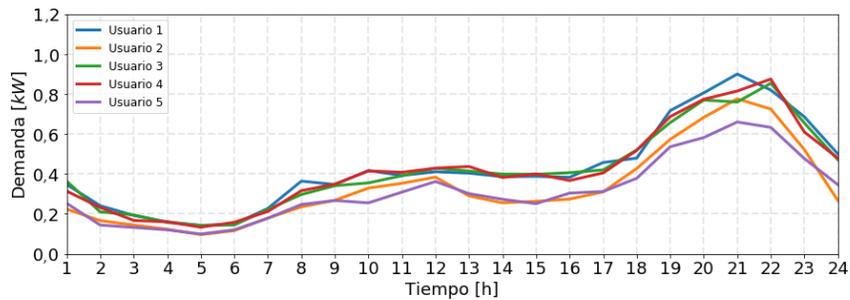


Figura 4.15: Curva de carga para un día del mes de primavera.

Tabla 4.2: Tarifa BT-1 en barrio Alto El Manzano

Cargo por servicio público [\$/kWh]	0,392
Transporte de electricidad [\$/kWh]	12,784
Cargo por energía [\$/kWh]	68,213
Cargo por compras de potencia [\$/kWh]	15,119
Cargo por potencia base en su componente de distribución [\$/kWh]	19,122
Total:	115,63

4.3. Diseño de pruebas

En esta sección se detallarán las distintas pruebas a las que se sometió el modelo para validar su rendimiento, entregando resultados que permitan evaluar la utilidad de cada uno de los parámetros utilizados. Además, se mostrarán los escenarios en los que se ejecutó el modelo en el barrio Alto El Manzano.

4.3.1. Pruebas de validación

Para observar si el modelo de simulación actúa de forma correcta, se procedió a diseñar distintas pruebas que muestren el impacto de variar los parámetros más relevantes del pro-

blema, como lo son los niveles de energía solar, las pérdidas del sistema y la existencia de los llamados usuarios verdes.

Convergencia del modelo

La primera prueba consiste en observar la convergencia del modelo, para esto se utilizó una muestra de 50 residencias del barrio Alto El Manzano y se procedió a ejecutar el modelo para 3 niveles distintos de excedentes netos por parte de los vendedores y de demanda neta distinta. En la figura 4.16 se muestran los niveles de excedentes y demanda que se utilizarán en la prueba.

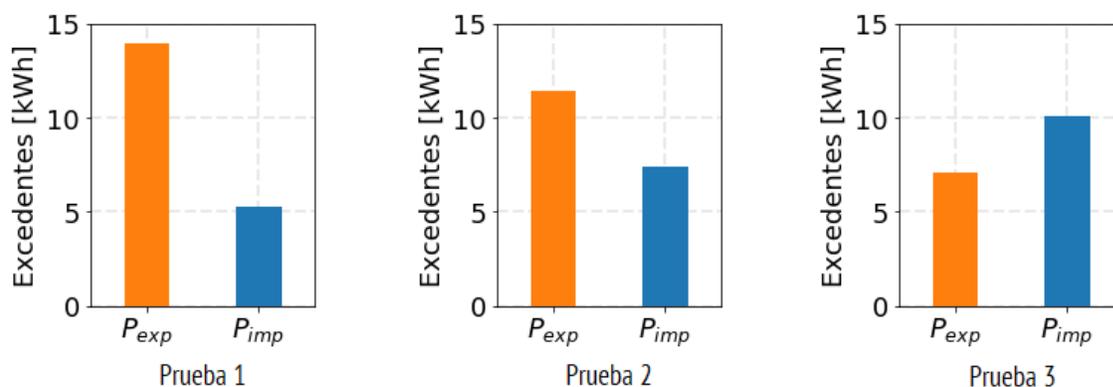


Figura 4.16: Niveles de excedentes y de demanda para las pruebas de convergencia.

El objetivo de esta prueba es observar si el modelo logra converger en un número finito de iteraciones. Además, se espera observar como los usuarios vendedores actualizan sus precios a medida que el modelo itera. Finalmente, se desea ver el valor del precio de convergencia para observar si existe una relación entre el precio de convergencia y la razón entre los excedentes y la demanda.

Impacto de las pérdidas

Para evaluar el efecto de incorporar las pérdidas en el modelo, se tomó una muestra de 100 casas en el barrio alto el manzano y se separaron en 6 grupos. En la figura 4.17 se observa la muestra de 100 casas mostrando los grupos de casas con diferentes colores.

El modelo se ejecutó 2 veces en esta muestra de hogares, en la primera ejecución no se consideró los efectos de las pérdidas entre los grupos, es decir, no hay pérdidas entre usuarios de distintos grupos (parámetro $\rho_{i,j} = 0 \forall i \in N_b \forall j \in N_s$). Para la segunda ejecución si se consideró el efecto de las pérdidas en la red de distribución. Las nivel de las pérdidas entre cada uno de los grupos se puede observar en la tabla 4.3 donde los grupos más distantes poseen un mayor nivel en las pérdidas.

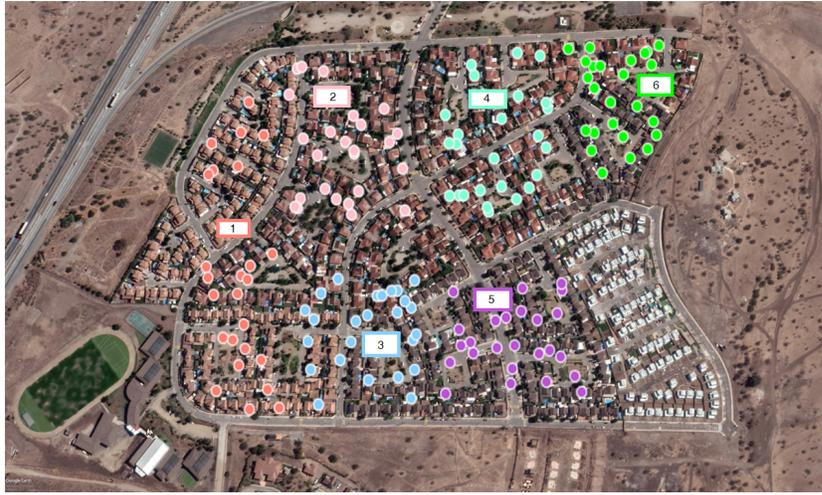


Figura 4.17: Muestra de 100 casas del barrio Alto El Manzano.

Tabla 4.3: Pérdidas entre los grupos de usuarios

%	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6
Grupo 1	0	1	2	3	4	5
Grupo 2	1	0	1	2	3	4
Grupo 3	2	1	0	1	2	3
Grupo 4	3	2	1	0	1	2
Grupo 5	4	3	2	1	0	1
Grupo 6	5	4	3	2	1	0

Impacto de los usuarios verdes

Para medir el impacto de la existencia de usuarios verdes en el mercado P2P, se procedió a ejecutar el modelo de simulación 2 veces en el barrio lto El Manzano”. En la primera ejecución no se consideró el parámetro Gr_i , es decir, $Gr_i = 0 \forall i \in N_b$. En la segunda ejecución se consideró que el parámetro Gr_i alcanza un valor entre 0% y 5% para el 5% de los usuarios del barrio Alto El Manzano.

4.3.2. Ejecución anual en barrio Alto El Manzano

La prueba final busca simular la acción que tendría la aplicación del mercado P2P durante un año completo en el barrio Alto El Manzano observando las posibles ganancias que tendría el operador del mercado P2P y observando el beneficio de los usuarios participantes. Para lograr este objetivo se procedió a ejecutar el modelo en 4 días representativos del año:

1. Un día de verano.
2. Un día de otoño.
3. Un día de invierno.

4. Un día de primavera.

A partir de los resultados obtenidos para estos cuatro días representativos, se procede a extrapolar estos datos para obtener los resultados de un año calendario completo.

Esta ejecución se repitió para distintas sensibilidades, modificando condiciones del operador del mercado P2P y del barrio Alto El Manzano. Los escenarios se basan en cambios en la comisión que cobra el operador del mercado P2P (parámetro α) y en el porcentaje de usuarios que posee generación residencial en el barrio. A continuación, se muestran los distintos escenarios ejecutados:

1. Escenario 1: 15 % usuarios poseen panel y el operador de mercado P2P cobra un 5 % de comisión.
2. Escenario 2: 30 % usuarios poseen panel y el operador de mercado P2P cobra un 5 % de comisión.
3. Escenario 3: 60 % usuarios poseen panel y el operador de mercado P2P cobra un 5 % de comisión.
4. Escenario 4: 15 % usuarios poseen panel y el operador de mercado P2P cobra un 10 % de comisión.
5. Escenario 5: 30 % usuarios poseen panel y el operador de mercado P2P cobra un 10 % de comisión.
6. Escenario 6: 60 % usuarios poseen panel y el operador de mercado P2P cobra un 10 % de comisión.
7. Escenario 7: 15 % usuarios poseen panel y el operador de mercado P2P cobra un 15 % de comisión.
8. Escenario 8: 30 % usuarios poseen panel y el operador de mercado P2P cobra un 15 % de comisión.
9. Escenario 9: 60 % usuarios poseen panel y el operador de mercado P2P cobra un 15 % de comisión.

Capítulo 5

Resultados

En el siguiente capítulo se mostrarán los resultados de la ejecución del modelo de simulación de un mercado P2P propuesto en el capítulo anterior. En una primera instancia se mostrará el resultado de las pruebas de validación dando pequeñas observaciones de estos. Finalmente se mostrarán los resultados de la ejecución anual en el barrio Alto El Manzano.

5.1. Pruebas de validación

5.1.1. Convergencia del modelo

En las figuras 5.1, 5.2y 5.3 se puede observar la convergencia en los precios ofertados por los vendedores de energía. En cada uno de los casos varía la cantidad de excedentes netos que inyectan los vendedores en la red comparado con la demanda neta que tienen los compradores.

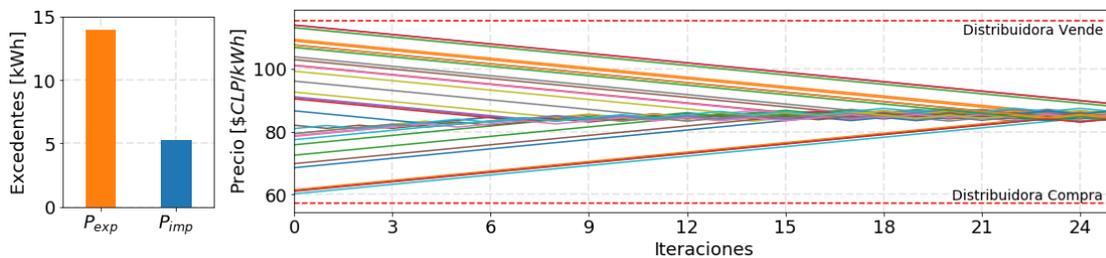


Figura 5.1: Convergencia del modelo en la Prueba 1.

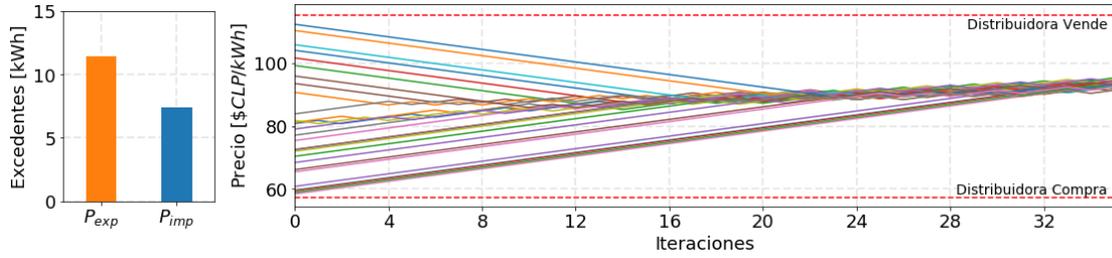


Figura 5.2: Convergencia del modelo en la Prueba 2.

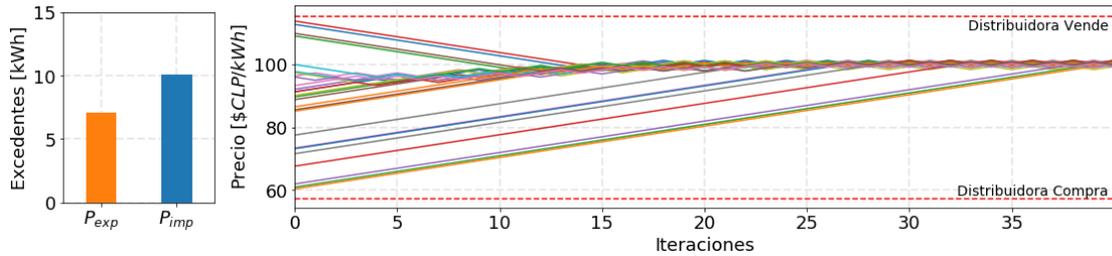


Figura 5.3: Convergencia del modelo en la Prueba 3.

Con respecto a la convergencia del modelo, se observa que se alcanza el criterio de detención del modelo a las pocas iteraciones (entre 30 y 50). Si observamos el nivel que alcanzan los precios ofertados por los vendedores podemos afirmar que a medida que los excedentes aumentan con respecto a la demanda de la red, el precio de convergencia disminuye su valor. Este último resultado tiene sentido económico, ya que al haber más excedentes que demanda los vendedores deben competir por ser elegidos por los compradores. Al aumentar esta razón entre los excedentes y la demanda la competencia se vuelve más agresiva, lo que abarata el valor de la energía en el mercado P2P.

5.1.2. Pérdidas en la red

En las figuras 5.4 y 5.5 se puede observar el impacto que tiene la inclusión del factor de pérdidas en el modelo de simulación implementado. En la figura 5.4 se observa que los compradores no discriminan al elegir al vendedor de energía, realizándose transferencias desde puntos alejados de la red, esto tiene completo sentido ya que no existen penalizaciones en la compra de energía porque el parámetro $\rho_{i,j} = 0 \forall i \in N_b \forall j \in N_s$.

Si observamos la figura 5.5 se observa que al considerar el factor de pérdidas, los compradores comienzan a comprar energía desde vendedores que se encuentran más cerca, ya que de esta manera no tienen que comprar energía demás.

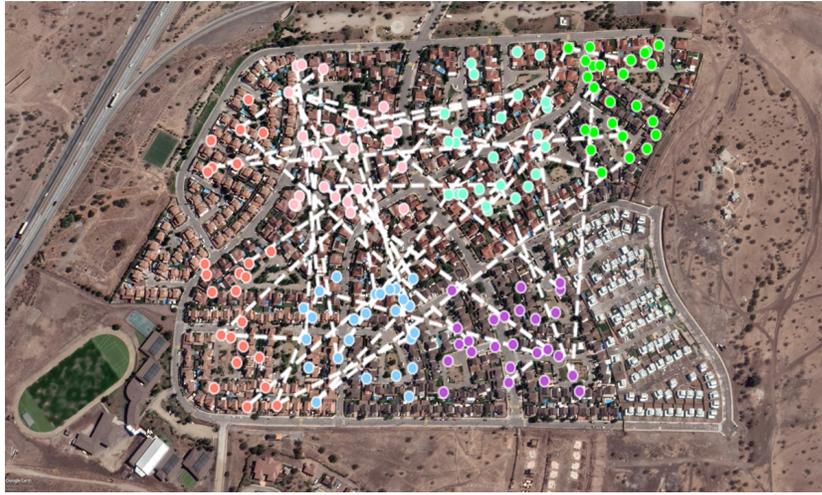


Figura 5.4: Transacciones entre usuarios sin consideración de pérdidas en la red.

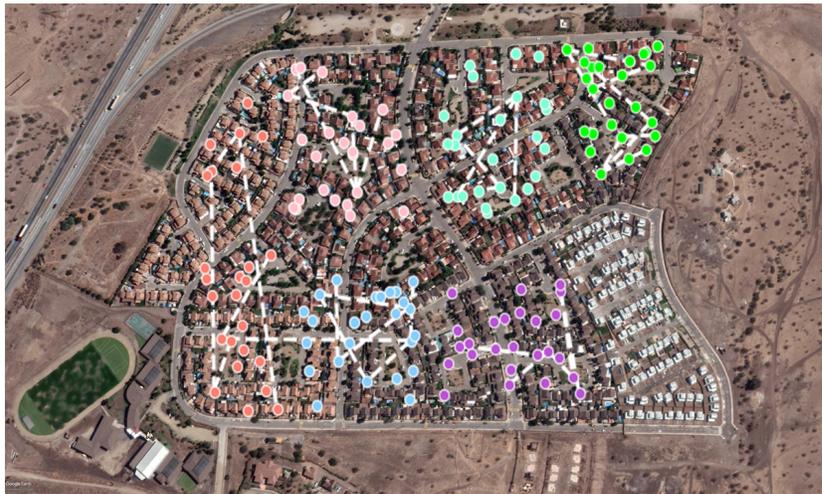


Figura 5.5: Transacciones entre usuarios considerando pérdidas en la red.

5.1.3. Usuarios con preferencias por energías verdes

En las figuras 5.6 y 5.7 se muestra la curva de precios promedio en el mercado P2P para las dos ejecuciones del modelo. Sin considerar a los llamados usuarios verdes (figura 5.6), los vendedores nunca ofertan precios que, luego de sumarse la comisión del operador de mercado, supere el valor de venta de la distribuidora. Este comportamiento tiene sentido, ya que no existe ningún comprador de energía que esté dispuesto a pagar más por la energía que venden los *prosumidores* de la red.

Cuando se consideran los usuarios verdes, se observa en la figura 5.7 que existen horas del día (Ej:9:00) en las que el precio de compra de la energía en el mercado P2P es incluso mayor que el precio de venta de la distribuidora. Este resultado se explica porque en esas horas particulares son pocos los usuarios que tienen excedentes, es decir, existen pocos vendedores

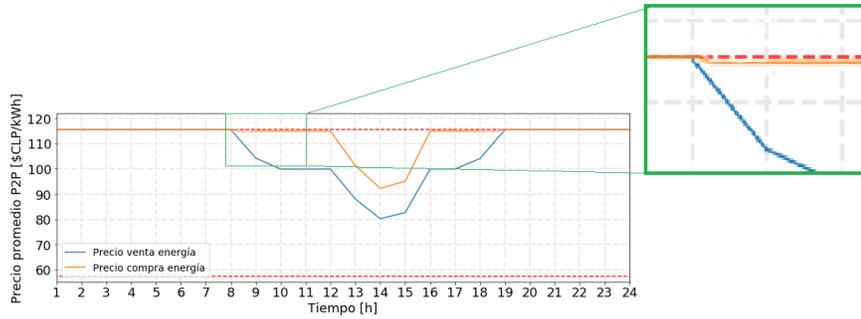


Figura 5.6: Curva de precios mercado p2p sin considerar a los usuarios verdes.

en la red. Al haber pocos vendedores, estos pueden coordinarse para solo venderle la energía a los usuarios que poseen esta disposición a pagar de más, por lo que el precio converge a una valor mayor que el de la distribuidora.

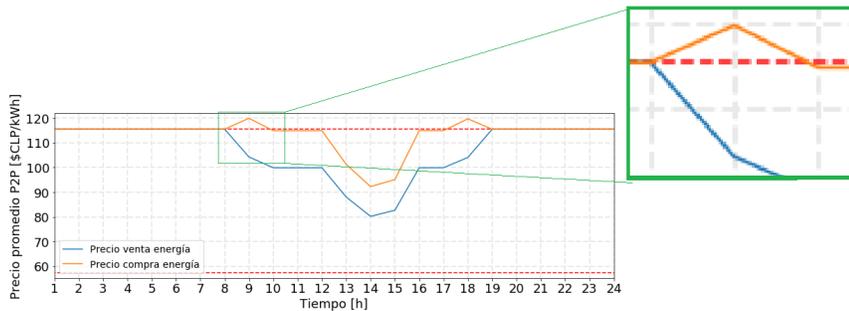


Figura 5.7: Curva de precios mercado p2p considerando a los usuarios verdes.

5.2. Ejecución anual en barrio Alto El Manzano

A continuación, se muestran los resultados de la ejecución del modelo de simulación en el barrio Alto El Manzano para cada uno de los días de las distintas estaciones del año.

5.2.1. Generación y demanda acumulada de la red

En las figuras 5.8, 5.9 y 5.10 se muestran los excedentes netos junto a la demanda neta del barrio Alto El Manzano para cada una de las estaciones del año y para cada nivel de penetración solar (15 %, 30 % y 60 %).

Lo destacable de las figuras 5.8, 5.9 y 5.10 es que se observa que los excedentes de energía superan a la demanda del barrio solo para los escenarios en que el nivel de penetración solar es de 60 %. Por lo tanto se espera que los precios ofertados por los vendedores de energía se acerquen a los precios de la distribuidora en el resto de los escenarios.

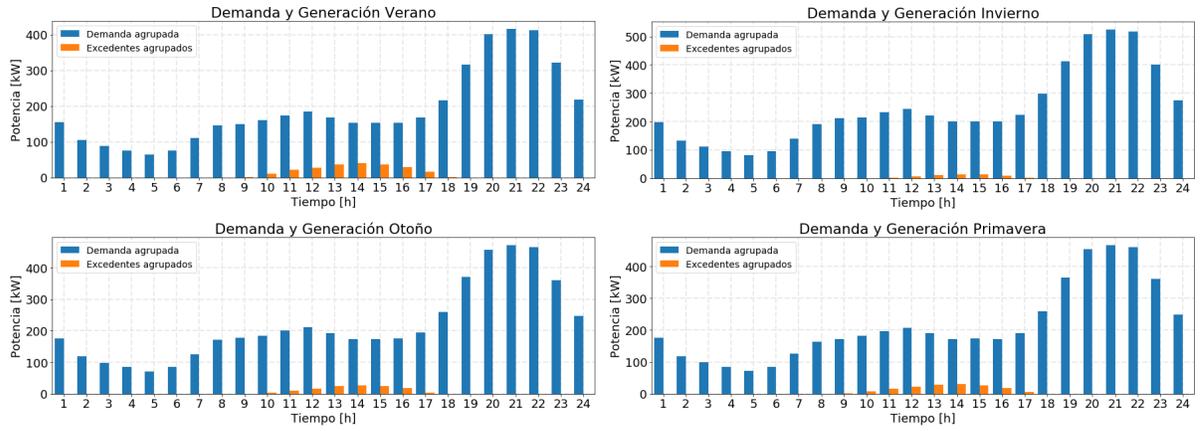


Figura 5.8: Demanda y generación agrupadas, penetración PV de 15 %.

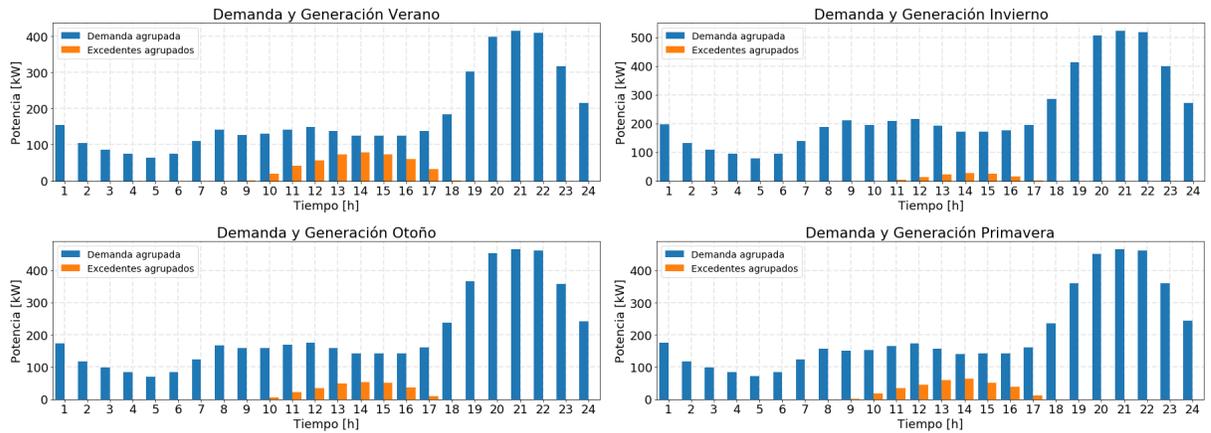


Figura 5.9: Demanda y generación agrupadas, penetración PV de 30 %.

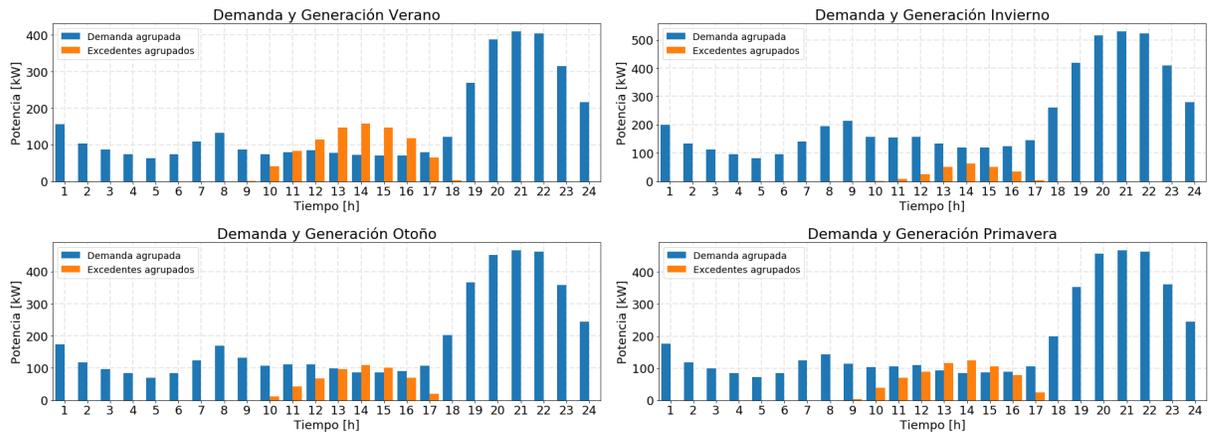


Figura 5.10: Demanda y generación agrupadas, penetración PV de 60 %.

5.2.2. Curvas de precio energía mercado P2P

Las curvas del precio de la energía en el mercado de la energía P2P no varían de manera destacable para la mayoría de los escenarios estudiados. En los escenarios donde la penetración solar es menor a 60 %, nunca se presentan excedentes por sobre la demanda del barrio, por lo que las curvas que se obtienen en estos escenarios son de la forma de la figura 5.11. Como no existen demasiados excedentes los vendedores pueden subir el precio, ya que no hay demasiada competencia. De esta manera los vendedores pueden alcanzar los niveles de precio de la empresa distribuidora e incluso superarlos en las horas con menos radiación solar (horas con menos vendedores de energía).

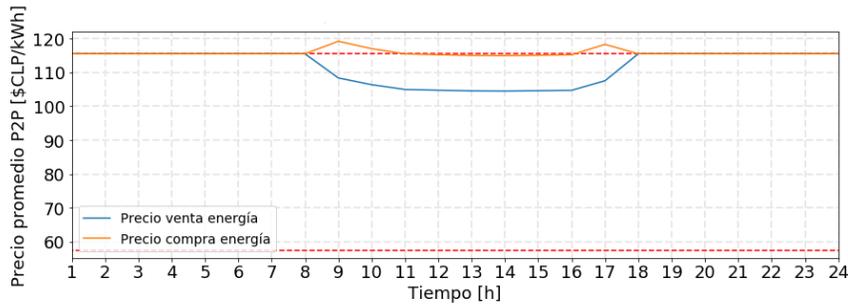


Figura 5.11: Curvas de precios en el mercado P2P para los escenarios 1, 2, 4, 5, 7 y 8.

El resultado destacable se da para los días de verano de los escenarios en que la penetración de los usuarios con paneles solares alcanza un 60 %. En estos casos, se observa que la curva de precios sigue a la curva de excedentes de la red, disminuyendo el precio de la energía en las hora de máxima radiación, ya que existe abundancia de excedentes lo que agudiza la competencia entre los vendedores de energía. Esta curva se puede observar en la figura 5.12.

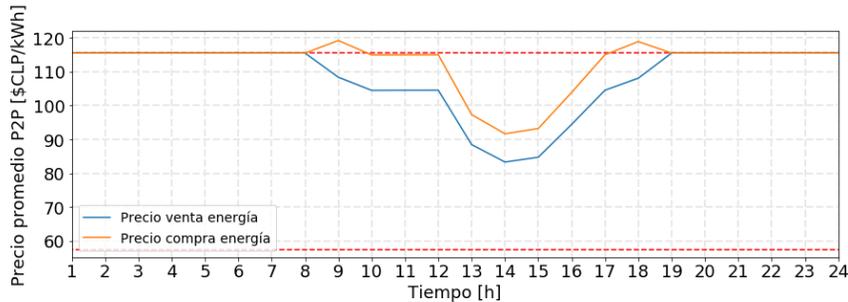


Figura 5.12: Curvas de precios en el mercado P2P para los escenarios 3 6 y 9 en los días de verano.

5.2.3. Transacciones de energía en el mercado P2P

En la tabla 5.1 se muestran los resultados por escenario de las transacciones en el mercado P2P. Como era esperable, el máximo nivel en las transacciones se da en los escenarios donde existe una mayor cantidad de usuarios con paneles solares.

Se puede observar que el nivel máximo de transacciones se dio en el mes de verano para el Escenario 6 (60 % usuarios poseen panel y el operador de mercado P2P cobra un 10 % de comisión). Para esa situación se transfirieron 449,1[kWh] entre los usuarios de la red, alcanzándose la suma de \$46.253 en transacciones ese día.

Tabla 5.1: Transacciones en el mercado P2P

	Transacciones Mercado P2P							
	Verano		Otoño		Invierno		Primavera	
	kWh	CLP	kWh	CLP	kWh	CLP	kWh	CLP
Escenario 1	115,7	13310	65,9	7598	28,2	3317	82,6	9535
Escenario 2	232,5	26721	141,7	16307	58,0	6684	173,8	20010
Escenario 3	441,7	45501	269,9	31023	124,8	14352	342,2	39326
Escenario 4	116,4	13386	68,8	7978	28,8	3347	93,9	10822
Escenario 5	239,8	27553	129,9	14946	55,3	6380	164,9	18959
Escenario 6	449,1	46253	271,6	31204	117,1	13468	325,7	37415
Escenario 7	117,0	13468	71,3	8229	33,7	3916	85,3	9834
Escenario 8	233,5	26819	126,9	14587	64,8	7497	177,0	20340
Escenario 9	426,7	46959	269,3	32158	116,4	13925	332,9	39773

5.2.4. Ganancias del operador de mercado P2P

Si observamos las ganancias que posee el operador del mercado P2P, en la tabla 5.2 se muestra los valores alcanzados por la comisión del operador para cada uno de los escenarios ejecutados.

De la tabla 5.2 se desprende que a medida que aumenta el nivel de penetración de los usuarios con paneles solares, el operador del mercado aumenta sus ganancias, sin embargo, si se observa el valor de la comisión por cada [kWh] se desprende que este valor no varía con la penetración de los *prosumidores*.

Tabla 5.2: Comisión del operador del mercado P2P

	Comisión Operador de Mercado P2P							
	Verano		Otoño		Invierno		Primavera	
	CLP	CLP/kWh	CLP	CLP/kWh	CLP	CLP/kWh	CLP	CLP/kWh
Escenario 1	633,8	5,48	361,8	5,49	158,0	5,61	454,0	5,49
Escenario 2	1272,4	5,47	776,5	5,48	318,3	5,49	952,8	5,48
Escenario 3	2166,7	4,90	1477,3	5,47	683,4	5,48	1872,7	5,47
Escenario 4	1216,9	10,46	725,3	10,55	304,3	10,57	983,8	10,48
Escenario 5	2504,8	10,44	1358,7	10,46	580,0	10,49	1723,5	10,45
Escenario 6	4204,8	9,36	2836,7	10,44	1224,4	10,45	3401,3	10,44
Escenario 7	1756,6	15,02	1073,3	15,06	510,8	15,17	1282,7	15,04
Escenario 8	3498,1	14,98	1902,6	15,00	977,9	15,10	2653,1	14,99
Escenario 9	6125,1	14,35	4194,5	15,58	1816,3	15,60	5187,8	15,58

5.2.5. Extrapolación anual

Una vez obtenidos los resultados para cada uno de los días de las estaciones del año, se procedió a extrapolar estos resultados para todo el año calendario. En la figura 5.13 se muestran las ganancias obtenidas por el operador del mercado P2P para cada uno de los escenarios estudiados. Se puede observar que el resultado más favorable para el operador es el escenario en el que cobra una comisión del 15 % y donde la penetración de usuarios con energía solar alcanza el 60 %. En este escenario se observan ganancias que están muy cerca de los 1,6 millones de pesos.

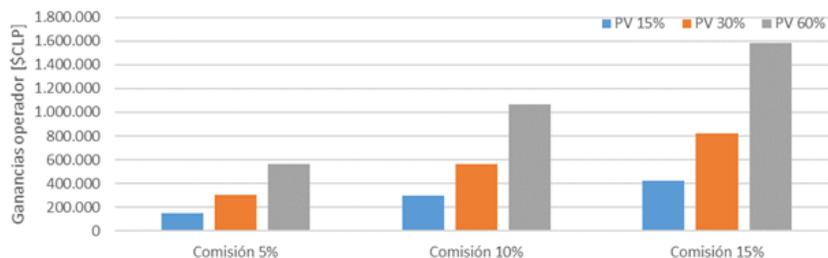


Figura 5.13: Ganancias anuales del operador de mercado P2P por cada escenario.

Si se observa ahora el valor de la comisión por cada kWh transferido (figura 5.14), se puede concluir que para este parámetro no es relevante el nivel de penetración solar alcanzado en el barrio Alto El Manzano.

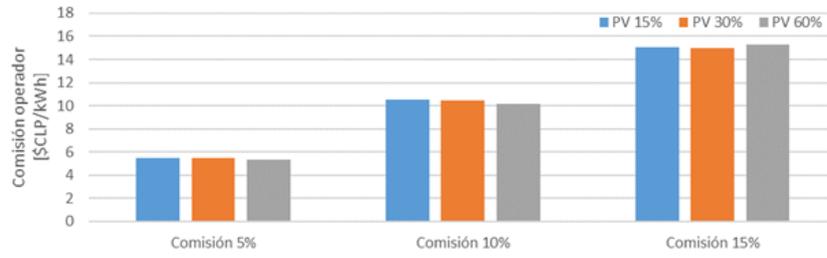


Figura 5.14: Comisión anual promedio del operador de mercado P2P por cada escenario.

Capítulo 6

Análisis y Discusión

En este capítulo se realizarán distintos análisis a partir de los resultados obtenidos en el capítulo anterior. Primero se analizarán los beneficios que perciben los usuarios que participan en el mercado P2P, luego se procederá a observar el potencial negocio del operador del mercado P2P y finalmente se realizará un escalamiento en base a las instalaciones existentes en el país.

6.1. Beneficio de los usuarios

6.1.1. Compradores

El primer análisis que es interesante realizar, es el observar si existen reales beneficios para los usuarios que participan en el mercado P2P. Si comenzamos analizando a los usuarios compradores de energía, podemos ver que en la mayoría de los escenarios estos compran la energía a un precio muy cercano que el de la tarifa BT-1, por lo que estos usuarios se ven bastante indiferentes a participar en el mercado de tipo P2P, sin involucrar las preferencias de cada usuario hacia las energías limpias.

Si se observa ahora los escenarios con alta penetración de energía solar, se puede determinar que en los meses de verano el precio de la energía cae hasta alcanzar un 80% del valor de la tarifa BT-1 en las horas de máxima radiación solar. Si se realiza el cálculo para un mes completo se obtiene que los compradores pueden obtener rebajas en las cuentas de la electricidad que, en el mejor de los casos, alcanzan un 3% de descuento.

6.1.2. Vendedores

Si se analizan los beneficios económicos por parte de los vendedores de energía es directo observar que estos aumentan considerablemente sus ingresos por ventas de energía, si se

compara con el modelo convencional en donde los usuarios vendedores venden su energía a las empresas distribuidoras directamente. En la mayoría de los escenarios los vendedores alcanzan precios de convergencia de alrededor de 1,75 veces el precio al que le vendían energía a la distribuidora.

Si se calcula el precio de la venta de energía en el mercado P2P para los 9 escenarios ejecutados, se obtiene un precio de venta de $102[\$/kWh]$ en promedio. Considerando que no es justo que los usuarios con paneles no paguen por el uso de las redes de distribución durante las transferencias de energía, se procedió a calcular el precio final de venta de la energía si se cobraran los $19,12[\$/kWh]$ como una comisión extra a los usuarios vendedores, considerando que este es el “Cargo por potencia base en su componente de distribución” (Tabla 4.2). El nuevo valor promedio para la venta de energía P2P considerando este último descuento es de $83,68[\$/kWh]$ lo cual de todas maneras considera un aumento en las ganancias de los vendedores de un 45% en promedio. En la figura 6.1 se pueden observar los niveles de los precios de venta para cada situación contemplada.

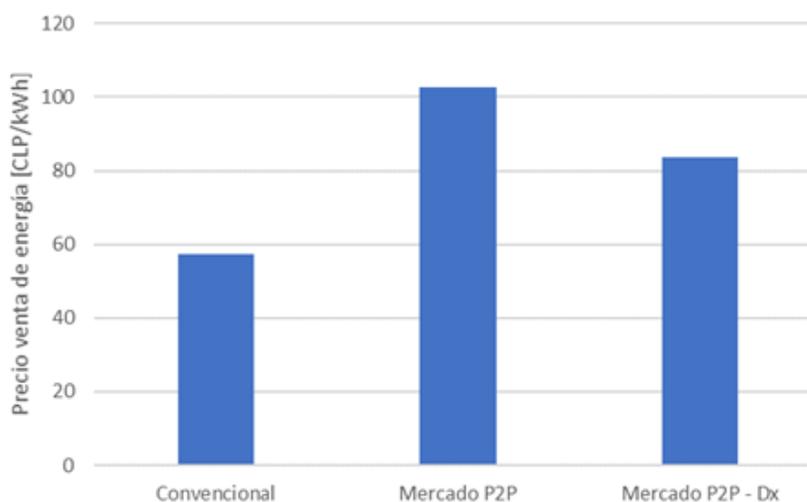


Figura 6.1: Precios de venta de la energía.

En base al aumento considerable en las ganancias de los usuarios con sistemas de generación domiciliaria, se puede concluir que la implementación de un mercado de tipo P2P ayuda a incentivar a las usuarios de las redes de distribución a invertir en sistemas de generación, lo que traería un impacto positivo en las redes de distribución ayudando a masificar el uso de recursos distribuidos en las redes eléctricas. Además, con el ingreso de nuevos vendedores aumentaría el nivel de excedentes disponibles para comercializar, por lo que finalmente también bajarían los precios para los compradores.

También se observa que este incentivo en la inversión de paneles ayudaría a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, ya que los usuarios comprarían menos energía desde las distribuidoras, prefiriendo la energía proveniente desde los paneles solares.

6.2. Empresa transmisora como operador de mercado P2P

A partir de las extrapolaciones que se realizaron a nivel anual de los resultados obtenidos con las simulaciones diarias, es interesante observar la comisión que el operador de mercado obtiene en cada uno de los escenarios ejecutados y comparar esta comisión con los diferentes cargos que posee la tarifa BT-1.

En el capítulo 1 se definieron las distintas tarifas de baja tensión, poniendo énfasis en los cargos detallados de la tarifa BT-1, al ser esta la tarifa más usada por los usuarios residenciales y al ser esta la tarifa utilizada para la ejecución del modelo de mercado P2P. En este desglose se observó que los usuarios de distribución al pagar la cuenta de la electricidad están destinando solo una parte de su pago a la energía que han consumido, también pagan por el uso de las instalaciones de distribución y las instalaciones de transmisión de la energía eléctrica.

Un usuario que participa en el mercado P2P usa las redes de distribución, por lo que resulta lógico que estos también realicen pagos a la dueña de las instalaciones. Sin embargo, es mucho más complejo determinar si usan el sistema de transmisión y si deben realizar pagos por eso. Analizando los resultados de las simulaciones, observamos que durante las horas de mayor penetración solar toda la energía es abastecida por los usuarios con excedentes de energía, por lo que no hay compras de energía desde la distribuidora y a su vez, las ventas de energía hacia la distribuidora se minimizan. Esto indicaría que en efecto, los usuarios dejan de utilizar las redes de transmisión durante estas horas.

Desde el punto de vista de las empresas transmisoras, la generación distribuida será un factor relevante en términos de que afectará el uso que se hace de las líneas de transmisión con el aumento de las fuentes locales de generación. Es por esto que se ve como una buena alternativa para una empresa de transmisión comenzar a participar en los mercados P2P como operador del mercado, ya que el dinero que “pierden” por el desarrollo de la generación distribuida lo pueden ganar cobrando las comisiones por el uso de la plataforma de transacciones.

Sin embargo, para que una empresa de transmisión pueda participar activamente en las redes de distribución requiere un cambio en la regulación que hoy opera en Chile. Lo que se está realizando a nivel mundial en esta materia de legislación es que se está separando el rol de las empresas de distribución en, por lo menos, 2 partes:

- Poseedor de las instalaciones de media y baja tensión.
- Comercialización de energía.

Actualmente estas dos labores solo las realizan las empresas distribuidoras, pero se observa que podrían separarse una de la otra. Si un cambio de este tipo ocurriera, se daría el pie para que puedan desarrollarse los mercados de energía local, en particular, los mercados P2P al permitirse que otros agentes, además de las distribuidoras convencionales puedan comercializar la energía.

Resultaría interesante volver a realizar la comparación entre la comisión del operador del

mercado P2P y el cargo por el uso de la transmisión para el resto de las tarifas de baja tensión y verificar que siguen teniendo la característica de una ser el sustituto de la otra.

6.3. Escalamiento a nivel país

Utilizando los resultados entregados en la figura 5.14, se pueden escalar los resultados pensando en que eventualmente pudiese aplicarse el mercado P2P a nivel país. Utilizando los datos de la figura 2.2 se observa que a noviembre de 2019 existían $29,2[MW]$ instalados en instalaciones de generación domiciliaria, considerando un factor de planta de $0,25$ para las instalaciones solares podemos determinar la energía que anualmente generarían estas instalaciones:

$$E = 30[MW] \cdot 8760[h] \cdot 0,25 = 65700[MWh] \quad (6.1)$$

A los $65700[MWh]$ faltaría descontarle la energía que se consume por parte de los mismos *prosumidores*. En base a los resultados de las simulaciones en el barrio Alto El Manzano se calculó que los usuarios consumían aproximadamente un 40% de la energía que generaban, por lo que la nueva energía disponible para la venta en el mercado P2P es de:

$$E_f = 65700[MWh] \cdot 0,6 = 39420[MWh] \quad (6.2)$$

El paso final es calcular las ganancias que percibiría el operador del mercado P2P, en base a los resultados obtenidos en la figura 5.14. Este resultado se observa en la figura 6.2, en donde se destaca que el operador puede alcanzar ganancias del orden de los $600[MM\$]$ en un escenario optimista.

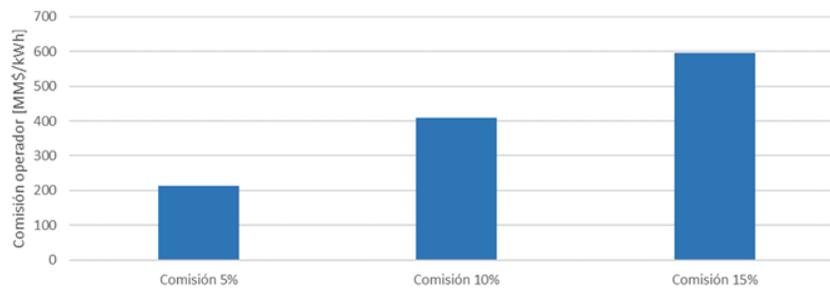


Figura 6.2: Ganancias a nivel país del operador de mercado P2P.

De la misma forma, se puede repetir el cálculo utilizando las proyecciones que existen sobre el crecimiento de la generación distribuida. Para esto se utilizará lo documentado en la planificación energética de largo plazo que realiza el Ministerio de Energía [29]. En el documento se proyecta para el año 2025 una capacidad instalada de aproximadamente $100[MW]$ en lo que respecta a generación distribuida de carácter residencial. Las ganancias

proyectadas para este escenario se muestran en la figura 6.3, donde se observa que el operador alcanza ganancias del orden de 2000[MM\$].

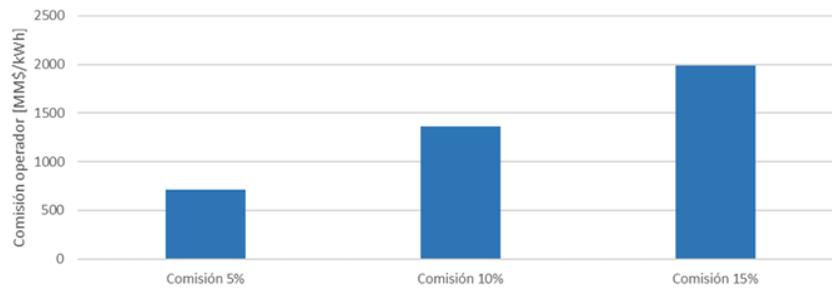


Figura 6.3: Proyección de las ganancias a nivel país del operador de mercado P2P al 2025.

Capítulo 7

Conclusiones

Finalizado este trabajo se puede concluir que se desarrolló efectivamente un modelo que permite simular un ambiente que permite transacciones de energía entre los usuarios residenciales que posean sistemas de generación domiciliario. El modelo desarrollado permite:

- Determinar el comportamiento de los agentes del mercado.
- Cuantificar las transferencias de energía entre cada usuario de la red.
- Determinar el precio de convergencia del mercado P2P.
- Determinar las ganancias obtenidas por el operador de mercado P2P.
- Establecer las pérdidas generadas en las redes por la realización de transferencias energéticas.

La realización del modelo de simulación del mercado P2P permite obtener nuevas herramientas para realizar análisis del comportamiento de los agentes de los mercados de energía local. Con el desarrollo de nuevas tecnologías se prevé que más temprano que tarde este tipo de mercados tomarán importancia en los sistemas eléctricos del mundo y desarrollar modelos de simulación permite predecir como se comportará el mercado antes de su implementación, anticipándose a los hechos y desarrollando nuevos modelos de negocio.

Si nos enfocamos en los objetivos específicos planteados inicialmente en el documento, podemos verificar que se realizó un estudio de los antecedentes que permiten comprender la profundidad y la necesidad de desarrollar el modelo de simulación. También se mostró el estado del arte presente en la literatura, mostrando los distintos tipos de modelos que pueden desarrollarse para simular los mercados P2P.

Dentro de los resultados más relevantes, se pudo determinar la curva de precios y el volumen de las transferencias para nueve escenarios distintos, lo que permitió determinar las ganancias que puede obtener el operador del mercado P2P. Se obtuvo que en el peor caso, el operador del mercado obtiene utilidades de menos de \$200.000 en la operación de un año calendario. Por otra parte, en el mejor caso el operador obtiene utilidades que alcanzan \$1.600.000.

Se observó que las empresas transmisoras pueden tener incentivos para actuar como ope-

radores del mercado P2P, ya que esto les permite “recuperar” desde otra fuente, el dinero que pierden por la disminución del posible crecimiento de las redes de transmisión aparejada con el crecimiento de la generación distribuida. Se determina que con una comisión entre el 10 % y el 15 % del valor de las transacciones en el mercado P2P, se alcanza el valor del cargo por el uso de la transmisión para la tarifa BT-1.

Se determinaron las ganancias que percibiría el operador de mercado P2P si todas las instalaciones de generación domiciliaria participaran en el comercio de energía P2P. Estas utilidades cambian con la variación de la comisión del operador, viéndose utilidades de \$200 millones para una comisión del 5 %, de \$400 millones para una comisión del 10 % y de \$600 millones para una comisión del 15 %. De la misma forma, con las proyecciones de potencia instalada en sistemas de generación domiciliaria para el año 2025 se obtienen utilidades de \$715 millones para una comisión del 5 %, de \$1400 millones para una comisión del 10 % y de \$2.000 millones para una comisión del 15 %.

Se propone como trabajo futuro seguir modificando las parámetros de entrada. Resultaría interesante estudiar que impacto tendría en las transacciones de energía si los hogares cuentan con paneles de mayor potencia nominal. También es de interés observar como varían las ganancias y el nivel de las transferencias para barrios en zonas con más y menos radiación solar o con barrios que no solo tengan sistemas de generación fotovoltaicos, si no que también eólicos.

Son numerosas las diferentes aristas que serían interesante abordar en el futuro. Una opción es el estudio de la respuesta en la demanda de los usuarios. Para estudiar esto se deberían realizar modificaciones en el modelo propuesto, incorporando en el modelo de los compradores variables de decisión que permitan mover cargas durante los días de ejecución. Otra arista interesante de abordar es el ingreso de sistemas de almacenamiento en las redes de distribución, mediante el ingreso de vehículos eléctricos en la red o mediante sistemas de almacenamiento puro. Finalmente, se observa la posibilidad de ejecutar el modelo modificando la tarifa que los usuarios tienen contratada con la empresa distribuidora, un caso particular sería probar una tarifa del estilo *time of use* en donde el precio de la energía depende de la hora en la que se compra.

Finalmente se podrían simular el desarrollo del mercado P2P, pero entre microrredes. De esta forma se aprovecharía aún mejor los recursos de generación domiciliaria vendiendo los excedentes en una primera instancia entre los vecinos de la red de distribución y luego, si aún existen excedentes, vender la energía a microredes vecinas, dejando como última alternativa la venta de la energía a las empresas de distribución eléctrica.

Bibliografía

- [1] International Energy Agency. *World Energy Outlook 2019*. Paris, 2019.
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional. *PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA 2018–2038*. Chile, 2019.
- [3] Ministerio de Energía. *Ley Número 20.571*. Santiago, Chile, 20 de febrero de 2012.
- [4] Ministerio de Energía. *Ley Número 21.118*. Santiago, Chile, 17 de noviembre de 2018.
- [5] Ministerio de Energía. *Decreto de Ley Número 11T*. Santiago, Chile, 24 de Agosto de 2017.
- [6] Tao Chen, Qais Alsafasfeh, Hajir Pourbabak, and Wencong Su. The next-generation u.s. retail electricity market with customers and prosumers—a bibliographical survey. *Energies*, 11:8, 12 2017.
- [7] M. Pilz and L. Al-Fagih. Recent advances in local energy trading in the smart grid based on game-theoretic approaches. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(2):1363–1371, March 2019.
- [8] I. S. Bayram, M. Z. Shakir, M. Abdallah, and K. Qaraqe. A survey on energy trading in smart grid. In *2014 IEEE Global Conference on Signal and Information Processing (GlobalSIP)*, pages 258–262, Dec 2014.
- [9] M. Khorasany, Y. Mishra, and G. Ledwich. Market framework for local energy trading: a review of potential designs and market clearing approaches. *IET Generation, Transmission Distribution*, 12(22):5899–5908, 2018.
- [10] S. Park, J. Lee, S. Bae, G. Hwang, and J. K. Choi. Contribution-based energy-trading mechanism in microgrids for future smart grid: A game theoretic approach. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 63(7):4255–4265, July 2016.
- [11] Y. K. Renani, M. Ehsan, and M. Shahidehpour. Optimal transactive market operations with distribution system operators. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(6):6692–6701, Nov 2018.
- [12] Open Utility. A glimpse into the future of britain’s energy economy. Technical report, Open Utility, 2016.

- [13] Vandebrom. Good price for you, good price for local energy. Technical report, Vandebrom, 2016.
- [14] Yeloha. You don't need a roof to plug into solar power anymore. Technical report, Yeloha, 2016.
- [15] Martin R. Renewable energy trading launched in germany. Technical report, MIT Technology Review, 2015.
- [16] TransActive Grid. Peer to peer energy transaction and control. Technical report, TransActive Grid, 2015.
- [17] J. Matamoros, D. Gregoratti, and M. Dohler. Microgrids energy trading in islanding mode. In *2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, pages 49–54, Nov 2012.
- [18] Y. Wu, X. Tan, L. Qian, and D. H. K. Tsang. Optimal management of local energy trading in future smart microgrid via pricing. In *2015 IEEE Conference on Computer Communications Workshops (INFOCOM WKSHOPS)*, pages 570–575, April 2015.
- [19] Y. Wu, X. Tan, L. Qian, D. H. K. Tsang, W. Song, and L. Yu. Optimal pricing and energy scheduling for hybrid energy trading market in future smart grid. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 11(6):1585–1596, Dec 2015.
- [20] Huangxin Wang, J. X. Zhang, and Fei Li. Incentive mechanisms to enable fair renewable energy trade in smart grids. In *2015 Sixth International Green and Sustainable Computing Conference (IGSC)*, pages 1–6, Dec 2015.
- [21] Y. Wu, X. Sun, X. Tan, L. Meng, L. Yu, W. Song, and D. H. Tsang. Cooperative distributed energy generation and energy trading for future smart grid. In *Proceedings of the 33rd Chinese Control Conference*, pages 8150–8157, July 2014.
- [22] A. Mondal and S. Misra. Game-theoretic energy trading network topology control for electric vehicles in mobile smart grid. *IET Networks*, 4(4):220–228, 2015.
- [23] W. Lee, L. Xiang, R. Schober, and V. W. S. Wong. Direct electricity trading in smart grid: A coalitional game analysis. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, 32(7):1398–1411, July 2014.
- [24] N. Yaagoubi and H. T. Mouftah. A distributed game theoretic approach to energy trading in the smart grid. In *2015 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, pages 203–208, Oct 2015.
- [25] A. Paudel, K. Chaudhari, C. Long, and H. B. Gooi. Peer-to-peer energy trading in a prosumer-based community microgrid: A game-theoretic model. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 66(8):6087–6097, 2019.
- [26] E. Bianchi. Elementos de economía y tarificación eléctrica. Technical report, Universidad de Chile, Chile, 2018.

- [27] D. Gómez. *Análisis de estacionalidad de la curva de demanda para clientes BT-1*. PhD thesis, Universidad de Chile, 2007.
- [28] Enel distribución Chile. *Tarifas de suministro eléctrico Destinados a usuarios residenciales*. Santiago, Chile, Noviembre 2019.
- [29] Ministerio de Energía. *Planificación Energética de Largo Plazo*. Santiago, Chile, Diciembre 2019.