



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

MECANISMOS DE EMPODERAMIENTO DEL CONSUMIDOR FINAL DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

DASLA CHARLOTTE PANDO FLORES

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
ESTEBAN GIL SAGAS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por los proyectos Fondecyt Regular N°1181532
y N°1211968

SANTIAGO DE CHILE
2022

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE
LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
Y MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: DASLA CHARLOTTE PANDO FLORES
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: RODRIGO PALMA BEHNKE

MECANISMOS DE EMPODERAMIENTO DEL CONSUMIDOR FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

La demanda de energía eléctrica en Chile se mantiene como agente pasivo del mercado eléctrico. Sin embargo, los actuales desafíos sociales, medioambientales y técnicos, empujan la participación de los consumidores, posicionándolos como agentes habilitadores para la transición energética. Este trabajo propone cuatro soluciones que permiten empoderar al consumidor de energía eléctrica en el contexto chileno. A partir de un levantamiento de soluciones presentes en otros mercados eléctricos, se evalúan las oportunidades existentes en el mercado nacional para la implementación de dichas soluciones. Para jerarquizar las potenciales soluciones se emplea un paradigma de investigación cualitativo en base a entrevistas estructuradas. Así se seleccionan las cuatro soluciones con las mejores oportunidades socioambientales, regulatorias, de mercado y de recursos disponibles: eficiencia energética, generación distribuida, gestión del autoconsumo y gestión de demanda. A cada solución se le diseña una propuesta de implementación acorde a los criterios predefinidos y, bajo diferentes casos de estudio, se simula su impacto económico, energético y medioambiental. Clientes residenciales alcanzan ahorros de entre 24 % y 31 % de los costos por electricidad, y una reducción del 32 % de las emisiones de CO_2 . Clientes de gran tamaño obtienen ahorros del 8,9 % en el retiro de energía y ahorros económicos del 12 %.

“Los días más felices son aquellos que nos hacen sabios.”
Gabriela Mistral

Agradecimientos

Agradecida estoy de mi familia. Del esfuerzo de mi madre por emerger de las desventuras. De su coraje y lucha contra las ataduras y prejuicios que le hicieron el camino más difícil, pero que con perseverancia recorrió. Agradecida de mi hermano, que día a día me inspira a trabajar por un mundo mejor. Agradecida de Inti por acompañarme día y noche, por darme su amor genuino. Agradecida de Sol, que me ha enseñado de fortaleza y calma.

Agradecida estoy de mis amigas, amigos y amigos. De las risas y llantos compartidos, de los momentos memorables y de los que mejor olvidar, pero que en todos ellos estuvieron personas maravillosas con las que nos apoyamos y acompañamos mutuamente. De haberme encontrado con personas tan inteligentes y generosas para compartir sus conocimientos. De poder debatir, pelear y discutir, porque eso también me permitió aprender, tolerar y respetar.

Agradecida estoy especialmente de las mujeres con las que me he topado mientras cursaba mis estudios. De mis amigas más cercanas, por darme la fortuna de pertenecer a un grupo de mujeres incondicionales, con las que me siento segura. De las conocidas no tan cercanas, en particular de aquellas mujeres del sector eléctrico chileno, que me inspiran a crecer y que me hacen sentir esperanzada sobre este sector tan masculinizado.

Agradecida de mis compañeros con quienes conformamos Enerdis. De su confianza. De su valor a emprender, a querer contribuir en la lucha contra la crisis climática, a creer en que podemos generar cambios, aunque en principio sean pequeños, pero significativos.

Agradecida de las personas del Departamento de Ingeniería Eléctrica y del Centro de Energía. De sus funcionarios y funcionarias, de sus profesores y profesoras, de sus estudiantes. De mi profesor guía, de su compromiso, de su orientación, de sus consejos. Un gran mentor.

Agradecida de Ignacio. De su compañía. De su capacidad de escucha y su tremendo interés en aprender. De sus comidas exquisitas, de sus canciones improvisadas, de su humor.

Agradecida de los proyectos Fondecyt Regular N°1181532 y N°1211968 por financiar parcialmente este trabajo.

Agradecida de poder sentir. De poder escuchar. De poder degustar. De poder ver y observar. De poder disfrutar. De respirar. De leer y aprender siempre algo nuevo. De tener energía para movilizarme y no estancarme. De pensar.

Agradecida estoy de lo que me dará la vida.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1 Motivación	1
1.2 Hipótesis	3
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo general	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4 Estructura de la tesis	4
2. Estado del arte	5
2.1 Productos y servicios que empoderan al consumidor de energía eléctrica	7
2.2 Relación productos y servicios con sus beneficios, desafíos y tecnologías habilitantes necesarias	13
2.3 Caracterización del consumo eléctrico en Chile	17
2.4 Caracterización de potenciales usuarios a empoderar	20
2.5 Mercado eléctrico chileno	21
2.6 Marco regulatorio	22
2.6.1 Servicios Complementarios	22
2.6.2 Generación Distribuida	24
2.6.3 Eficiencia Energética	25
2.6.4 Sistemas de almacenamiento	25
3. Propuesta metodológica	27
3.1 Identificación de oportunidades para selección de soluciones	27
3.2 Selección de soluciones, formulación y cuantificación de su impacto	29
4. Implementación	31
4.1 Jerarquización de soluciones que empoderan al consumidor de energía eléctrica	31
4.2 Solución 1: Eficiencia energética	33
4.2.1 Propuesta de implementación inicial de la solución	33
4.2.2 Metodología	37
4.2.3 Caso de estudio	39
4.2.4 Caracterización y balances energéticos, económicos y medioambientales	40

4.3	Solución 2: Generación distribuida	41
4.3.1	Propuesta de implementación inicial de la solución	41
4.3.2	Metodología	43
4.3.3	Caso de estudio	45
4.3.4	Balances energéticos, económicos y medioambientales	45
4.4	Solución 3: Gestión de autoconsumo	47
4.4.1	Propuesta de implementación inicial de la solución	47
4.4.2	Metodología	51
4.4.3	Caso de estudio	51
4.4.4	Balances energéticos, económicos y medioambientales	53
4.5	Solución 4: Gestión de demanda	57
4.5.1	Propuesta de implementación inicial de la solución	57
4.5.2	Metodología	57
4.5.3	Caso de estudio	58
4.5.4	Balances energéticos, económicos y medioambientales	61
5.	Resultados	63
5.1	Solución 1: Eficiencia energética	63
5.1.1	Modelo de negocio	63
5.1.2	Cuantificación impacto económico y medioambiental	65
5.2	Solución 2: Generación distribuida	69
5.2.1	Modelo de negocio	69
5.2.2	Cuantificación impacto económico y medioambiental	71
5.3	Solución 3: Gestión de autoconsumo	75
5.3.1	Modelo de negocio	75
5.3.2	Cuantificación impacto económico y medioambiental	77
5.4	Solución 4: Gestión de demanda	83
5.4.1	Modelo de negocio	83
5.4.2	Cuantificación impacto económico y medioambiental	87
5.5	Recomendaciones para promover y viabilizar nuevos mecanismos de empoderamiento del consumidor de energía eléctrica	96
6.	Conclusiones y trabajo futuro	98
	Bibliografía	100
	Anexos	105
	Anexo A. Referencias presencia de soluciones que empoderan al consumidor en mercados energéticos internacionales	106
	Anexo B. Preguntas entrevistas semi-estructuradas	109

Índice de Tablas

2.1	Presencia de soluciones que empoderan al consumidor eléctrico en mercados energéticos internacionales.	11
2.2	Clasificación de servicios o productos bajo estudio.	15
4.1	Entidades participantes de proceso de entrevistas.	31
4.2	Medidas de eficiencia energética en el hogar.	35
4.3	Medidas de eficiencia energética en el hogar (continuación)	36
4.4	Distribución del consumo eléctrico por uso consumidor residencial bajo estudio.	40
4.5	Medidas de eficiencia energética implementadas en el caso de estudio.	41
4.6	Tarifa usuario bajo estudio.	41
4.7	Factores de emisión promedio mensual Sistema Eléctrico Nacional.	42
4.8	Costos totales desagregados de proyecto solar fotovoltaico instalado.	43
4.9	Costos totales desagregados de proyecto solar fotovoltaico instalado caso de estudio.	47
4.10	Factores de emisión de centrales eléctricas por tecnología. Fuente: Red Eléctrica de España [1]	48
4.11	Cantidad de instalaciones solares fotovoltaicas asociadas a la Ley de Netbilling por región.	49
4.12	Caracterización de cargas residenciales.	50
4.13	Caracterización cargas gestionables caso de estudio.	52
4.14	Bloques horarios del cronograma de gestión fijo.	60
5.1	Balance energético y económico del caso de estudio implementando medida 1 de eficiencia energética.	65
5.2	Balance energético y económico del caso de estudio implementando medida 2 de eficiencia energética.	65
5.3	Balance energético y económico del caso de estudio implementando medida 3 de eficiencia energética.	66
5.4	Balance energético y económico del caso de estudio implementando medida 4 de eficiencia energética.	66
5.5	Balance energético y económico del caso de estudio implementando medida 5 de eficiencia energética.	67
5.7	Balance medioambiental implementación solución eficiencia energética.	68
5.8	Balance energético implementación solución localización de generación distribuida.	71

5.9	Balance económico implementación solución localización de generación distribuida.	72
5.10	Análisis económico implementación de proyecto solar caso de estudio.	72
5.11	Balance medioambiental implementación solución localización de generación distribuida.	73
5.12	Balance energético por tipo de carga.	78
5.13	Balance energético, económico y medioambiental mensual para cada caso de análisis.	79
5.14	Balance energético, económico y medioambiental mensual para cada caso de análisis con preferencias modificadas (auto flexible).	81

Índice de Figuras

2.1	Trayectoria de emisiones del escenario de Carbono Neutralidad hacia el 2050: mitigación y captura. Fuente: Ministerio de Energía [2].	6
2.2	Desempeño de gestión de carga en el mercado PJM durante 2021. Fuente: PJM [3].	8
2.3	Resultados generales <i>International Energy Efficiency Scorecard</i> Edición 2018. Fuente: IEA [4].	9
2.4	Relación productos y servicios, beneficios/desafíos y tecnologías habilitantes.	16
2.5	Perfil de demanda eléctrica según usuario tipo. Fuente: <i>Electric Power Distribution Handbook</i> [5].	18
2.6	Distribución porcentual consumos energéticos en el hogar según usos: todos los energéticos. Fuente: Informe final de usos de la energía de los hogares Chile 2018 [6].	18
2.7	Distribución porcentual consumos energéticos en el hogar según usos: electricidad. Fuente: Informe final de usos de la energía de los hogares Chile 2018 [6].	19
2.8	Agentes e instituciones del mercado eléctrico chileno. Fuente: Elaboración propia a partir de [7].	21
2.9	Mercado mayorista de electricidad. Fuente: Elaboración propia a partir de [7].	22
2.10	Remuneración en el mercado eléctrico chileno. Fuente: Elaboración propia a partir de [7].	23
2.11	Evolución de las instalaciones de generación distribuida inscritas ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Fuente: Elaboración propia. .	24
3.1	Condiciones mínimas para el análisis de la implementación de soluciones. . .	28
3.2	Propuesta de mapa de identificación de oportunidades de soluciones a implementar.	29
3.3	Metodología general para la simulación de las soluciones a cuantificar.	30
4.1	Levantamiento de oportunidades.	32
4.2	Diagrama de flujo metodología de aplicación de solución eficiencia energética.	38
4.3	Perfil de consumo anual de consumidor bajo estudio solución eficiencia energética.	39
4.4	Diagrama de flujo metodología de aplicación de solución generación distribuida.	44
4.5	Perfil de consumo de consumidor bajo estudio solución generación distribuida.	46
4.6	Costo de suministro horario y costo marginal en barra de suministro de cliente bajo estudio.	46
4.7	Diagrama de flujo metodología de aplicación de solución gestión de autoconsumo.	51

4.8	Tarifas consideradas en la implementación de la solución gestión de autoconsumo.	52
4.9	Diagrama de flujo metodología de aplicación de solución gestión de demanda.	58
4.10	Perfil de consumo de consumidor bajo estudio solución gestión de demanda.	59
4.11	Exposición a precios del mercado spot por parte de empresa suministradora.	59
4.12	Perfil de consumo agregado de consumidores conectados a barra Lo Boza 13 [kV].	60
5.1	Propuesta de modelo Lean Canvas solución eficiencia energética.	63
5.2	Consumo y costo eléctrico considerando la implementación de medidas de eficiencia energética de hábitos.	67
5.3	Propuesta de modelo Lean Canvas solución generación distribuida.	69
5.4	Perfil de consumo neto considerando implementación solución localización de generación distribuida.	71
5.5	Costo de suministro horario considerando implementación solución localización de generación distribuida.	72
5.6	Costo marginal creados análisis sensibilidad solución generación distribuida.	74
5.7	Balance económico al sensibilizar costos marginales.	74
5.8	Comparación costo marginal mes bajo estudio y promedio de los 12 meses anteriores.	75
5.9	Propuesta de modelo Lean Canvas solución gestión de autoconsumo.	76
5.10	Perfil de consumo implementación de solución gestión de autoconsumo preferencias iniciales.	78
5.11	Perfil de consumo implementación de solución gestión de autoconsumo preferencias modificadas (auto flexible).	80
5.12	Análisis de sensibilidad ante variaciones en un 10 % de la energía solar generada.	82
5.13	Análisis de sensibilidad ante variaciones en un 10 % del consumo base (no gestionable).	84
5.14	Propuesta de modelo Lean Canvas solución gestión de demanda.	85
5.15	Ocurrencias costo marginal superior a precio de referencia en barra bajo estudio.	87
5.16	Ocurrencias costo marginal superior a diferentes referencias.	88
5.17	Ocurrencias costo marginal superior a precio de referencia en todas las barras del sistema.	89
5.18	Perfil de consumo diario promedio posterior a la gestión energética en 2, 3 y 6 horas definidas.	89
5.19	Perfil de consumo mensual posterior a la gestión energética en 2, 3 y 6 horas definidas.	90
5.20	Perfil de consumo diario promedio caso flexible posterior a la gestión energética.	91
5.21	Perfil de consumo mensual caso flexible posterior a la gestión energética. . .	91
5.22	Perfil de consumo diario promedio caso efecto barra posterior a la gestión energética.	92
5.23	Perfil de consumo caso efecto barra posterior a la gestión energética.	92
5.24	Balance energético posterior a la implementación de la solución.	93
5.25	Balance económico posterior a la implementación de la solución.	94
5.26	Balance medioambiental posterior a la implementación de la solución.	95
5.27	Análisis económico implementación de almacenamiento ante inflexibilidad del consumidor.	95
5.28	Costo marginal creados análisis sensibilidad solución gestión de demanda. . .	96

5.29 Análisis de sensibilidad ante cambios en costos marginales en barra de suministro. 96

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Chile ha evidenciado a lo largo de su historia diferentes instancias de empoderamiento social, en las cuales diferentes grupos de personas se reúnen de manera organizada o no, con el fin de manifestar su descontento hacia alguna acción privada o pública que les aqueja. Surgen entonces como ejemplos las manifestaciones ocurridas en octubre del año 2019, consecuencia de diversos factores históricos sostenidos y acumulados en el tiempo, atribuidos a injusticias sociales no reclamadas, pero cuya detonación ha sido asociada al hecho particular del aumento sustancial en la tarifa del transporte público, como parte del ajuste trimestral de tarifas del sistema de transporte público determinado por el Panel de Expertos del Transporte Público (\$10 para el uso de los buses de la Red Metropolitana de Movilidad y \$30 para el uso del Metro de Santiago y Metrotren en horarios punta y valle) [8]. El descontento social se manifestó de manera transversal en la ciudadanía a nivel nacional y repercutieron especialmente en la cuestionada clase política. Esta última en respuesta a las demandas sociales estableció una salida política a la crisis que transformaría las leyes fundamentales de la organización política nacional y su funcionamiento en el país, aprobando la idea de plebiscitar la posibilidad de recrear la norma jurídica más importante y de más alto rango jerárquico de un estado, la Constitución [9] [10].

Un ejemplo de manifestaciones sociales más cercano al sector eléctrico son las acciones protestantes que han surgido desde la sociedad en respuesta a la ejecución de proyectos eléctricos que perjudican de alguna forma al ecosistema en donde se ubicarán. Un caso que expone lo antes mencionado es el controversial proyecto hidroeléctrico de pasada Alto Maipo, el cual está ubicado en la cuenca alta del río Maipo (al sur-este de la ciudad de Santiago) y que cuenta con una capacidad total instalada de 531 [MW] [11]. El proyecto ha intentado ejecutarse desde 2007, pero la oposición ciudadana local y nacional ha impedido sus avances en diferentes momentos, a pesar de ello el proyecto ya ha comenzado a inyectar energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional a través de pruebas y la operación comercial está planificada para finales de marzo de 2022 [12] [13].

Por otro lado, la población mundial se encuentra más alerta a la crisis medioambiental y la población chilena no se queda atrás. Según la última *Encuesta Nacional Ambiental*

elaborada por el Ministerio del Medio Ambiente de Chile, para el 32,6% de las personas encuestadas, el cambio climático es el problema más urgente del que tenemos que ocuparnos hoy, y un 29% cree que si bien aún no es un problema sí lo será en el futuro. Asimismo, y en cuanto al consumo de energía eléctrica, según la encuesta *Valorización Ciudadana del Servicio de Energía Eléctrica y sus atributos* el 62% de las personas encuestadas dicen tomar medidas para el cuidado y ahorro de la energía casi siempre o siempre, e incluso un 40% estaría dispuesto a pagar más por una energía más limpia. En consecuencia, existe un interés relevante de la ciudadanía en lo que respecta el cuidado del medioambiente y el enfrentamiento de la crisis climática.

A pesar de la evidencia de empoderamiento ciudadano en diferentes aspectos que le aquejan a la sociedad y la disposición de esta a contribuir en el combate contra la crisis climática, estos fenómenos no se han hecho estrechamente presente en el consumo eléctrico. Particularmente en Chile el consumidor de energía eléctrica ha sido históricamente un agente pasivo ante el mercado eléctrico. Del total de clientes el 99.86% de los consumidores son regulados y el 97.09% poseen una tarifa fija (conocida como BT1), la cual se caracteriza por entregar pocas señales de acción para el consumidor, pues solo incentiva cambios en el consumo al establecer un sobrecargo del 20% en el costo de la energía durante invierno respecto a verano, en caso que durante los meses de abril a septiembre se sobrepase el límite de invierno (430 kWh/mes). Sumado a lo anterior, pocos son los espacios donde se vislumbra potenciar la participación del consumidor, pues recién durante el 2020 fue abierto el mercado de Servicios Complementarios a estos últimos agentes, a través del mecanismo de subastas de estos servicios para el Control de Frecuencia.

Actualmente nuestro país se encuentra en proceso de descarbonización de la matriz eléctrica cuyo fin es cerrar todas las centrales carboneras de electricidad del sistema, las cuales constituían el 40% de la matriz cuando este plan fue anunciado en junio de 2019 [14]. Lo anterior nace en respuesta del compromiso asumido por el Estado de Chile de reducir sus emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) en un 30% por por unidad de Producto Interno Bruto (PIB) al año 2030 (con respecto al año 2007), pues aproximadamente el 78% de las emisiones totales de GEI provienen del sector energético¹. Entendiendo que junto con la retirada de centrales contaminantes es necesario encontrar la forma de suplir la generación de electricidad suministrada por las centrales en cuestión, integrando mayor generación renovable no convencional en el sistema eléctrico, al mismo tiempo que se enfrenta la variabilidad inherente de las fuentes de energía renovables; es que la incorporación de mecanismos de participación de la demanda se propone como una opción interesante de implementación en el sistema eléctrico nacional. Lo anterior, fundado en la contribución en la flexibilidad del sistema que contribuye el desplazamiento de la demanda por ejemplo a momentos con mayor penetración de energías renovables.

Todo lo anterior, se suma a la evolución de los sistemas eléctricos, que promueven el desarrollo e implementación de nuevas tecnologías, la descentralización, incorporando nuevos o mejorados recursos energéticos distribuidos, la incorporación de inteligencia, entre otros. Esto ha puesto en jaque mercados eléctricos marginalistas como el nuestro, basados en una operación eficiente resultante de la minimización de costos de corto plazo, donde el precio de la energía es determinado únicamente por los productores, es decir, las empresas generadoras

¹Ministerio de Energía, “Plan de Descarbonización proceso histórico para Chile”, 2019.

de electricidad. Un ejemplo de dicho estrés es lo que ocurre cuando, producto de una gran penetración de energías renovables y/o la existencia de congestiones en el sistema de transmisión, se generen costos marginales nulos en los mercados eléctricos. Lo que podría generar distorsiones de mercado, afectando el valor económico de las transacciones de corto plazo y los contratos de suministro de mediano y largo plazo, pudiendo impedir la recuperación de costos de capital de las tecnologías renovables o desincentivando la inversión en nueva infraestructura de generación o almacenamiento. En ese sentido, la participación activa de demanda en el mercado eléctrico podría solucionar la problemática del costo marginal nulo, habilitando que esta pueda determinar el precio de la energía.

En síntesis, la crisis climática, los requerimientos eléctricos en aumento, la variabilidad de los recursos naturales y el estrés de los sistemas eléctricos han generado la necesidad de aumentar la flexibilidad del sistema. La demanda eléctrica por su parte se ha mantenido históricamente pasiva ante el mercado eléctrico en nuestro país, amparada en precios regulados para la mayoría de los clientes o precios que poco capturan la variación horaria en la generación de energía eléctrica. Sin embargo, hay un importante espacio a explorar en lo que respecta a la participación del usuario final, sustentado en el interés social en pronunciarse en diversos aspectos. En consecuencia, este trabajo tiene como finalidad investigar la posibilidad de implementar modelos de negocio que empoderan al consumidor final de energía eléctrica en el sistema eléctrico chileno, considerando todos los aspectos y contextos de nuestro país.

1.2. Hipótesis

El empoderamiento del consumidor en los mercados eléctricos cumple un rol clave para lograr la transformación energética requerida, tanto desde el punto de vista económico como de aceptabilidad y de aporte a la sostenibilidad del sistema.

Se espera que en la medida que los consumidores de energía eléctrica se vuelvan agentes partícipes de los mercados eléctricos éste será operado con mayor eficiencia, reduciéndose así los costos sistémicos y generando en consecuencia beneficios sociales. Lo anterior con la premisa que el consumidor de energía eléctrica ejecuta cambios en su consumo a su vez que se generan incentivos para ello.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es cuantificar los efectos de la implementación de productos, servicios o modelos de negocio que empoderan al consumidor de energía eléctrica, en el marco legal y regulatorio del mercado eléctrico chileno, considerando experiencias exitosas en mercados eléctricos internacionales.

1.3.2. Objetivos específicos

A continuación, se presentan los objetivos específicos a abordar a lo largo del presente trabajo, de manera de cumplir a cabalidad el objetivo general expuesto anteriormente.

- Estudiar y caracterizar productos, servicios y modelos de negocio que consideran al consumidor de energía eléctrica como agente activo y que han sido implementados exitosamente en mercados eléctricos internacionales.
- Reconocer y seleccionar aquellas soluciones con mayor potencial bajo el contexto nacional, entendiendo las necesidades actuales y futuras de nuestro sistema.
- Evaluar los efectos de la implementación de modelos de negocios escogidos.
- Proponer iniciativas, cambios regulatorios y/o políticas públicas, que propicien los escenarios necesarios para la implementación de los modelos de negocio con mejores beneficios sociales.

1.4. Estructura de la tesis

Este trabajo se estructura en 6 capítulos. El Capítulo 1 presenta las motivaciones y objetivos de este trabajo. En el Capítulo 2 se presenta una revisión internacional de soluciones energéticas que empoderan al consumidor de energía eléctrica, sus beneficios y desafíos asociados. Asimismo, se expone una contextualización del escenario energético chileno. El Capítulo 3 presenta la propuesta metodológica general para la detección de las soluciones con mayor potencial de implementación. La implementación de las soluciones seleccionadas, la formulación matemática y los casos de estudios considerados son presentados en el Capítulo 4. El Capítulo 5 expone los resultados y el análisis de estos. Finalmente, el Capítulo 5 establece las principales conclusiones y el trabajo futuro propuesto.

Capítulo 2

Estado del arte

En el contexto de la crisis climática, Chile ha adoptado diferentes medidas con el objetivo de alcanzar la carbono neutralidad al 2050. En ese sentido, el sector energético constituye el sector de mayor relevancia, pues es responsable del 75,5 % de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) totales¹. Además, se reconoce como el sector que concentra las mayores oportunidades de reducción de emisiones GEI [2].

Así, con el objetivo de reconocer los impactos de medidas correspondientes con las necesidades medioambientales de nuestro país y establecer una estrategia costo-eficiente, el Ministerio de Energía ha desarrollado una proyección del consumo energético. Esta proyección toma como referencia un escenario que considera únicamente las políticas en curso (incluyendo aquellas medidas de mitigación de GEI que se encontrarán prontamente en vigencia), el cual es comparado con un escenario de carbono neutralidad, el que incluye diversas medidas adicionales de mitigación. El resultado del último informe presentado se encuentra expuesto en la figura 2.1, donde se observa el impacto en la reducción de emisiones de diferentes medidas agrupadas por ámbitos de acción.

De la figura anterior es posible reconocer que al menos cuatro de los seis ámbitos involucran directa o indirectamente a los consumidores de energía eléctrica (industria sostenible, electromovilidad, edificación sostenible y eficiencia energética). De esta forma, podría resultar crítico para el éxito de estas u otras medidas la existencia de consumidores dispuestos y movilizados para adoptar diferentes medidas de reducción de emisiones.

Si bien, tal como se expuso en la sección Introducción, existen evidencias de que las y los consumidores de energía eléctrica poseen interés en contribuir contra la crisis climática, según la literatura hay un desafío relevante en pasar de la intención a la acción. Según [15] la relación entre el comportamiento del consumidor y el cambio climático es compleja, y la mayoría de los consumidores no son capaces de determinar qué cambios de comportamiento vale la pena hacer. A partir de su revisión para identificar los cambios de comportamiento con mayor impacto, uno de los factores más relevantes para que los usuarios adopten cambios es que estos sean fáciles de incorporar y entender. Por otro lado, en [16] se plantea que

¹Ministerio de Medio Ambiente, “Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, 1990-2020: Resumen de Puntos clave”, Noviembre de 2022.

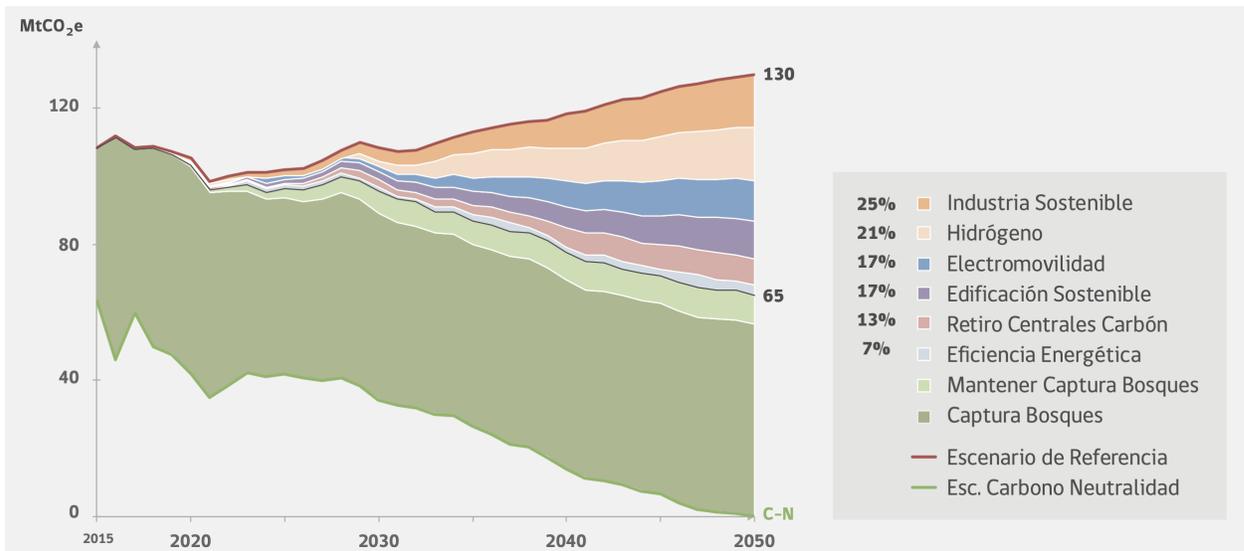


Figura 2.1: Trayectoria de emisiones del escenario de Carbono Neutralidad hacia el 2050: mitigación y captura. Fuente: Ministerio de Energía [2].

los enfoques actuales de diseño de productos y servicios que empoderan al consumidor se basan únicamente en consideraciones técnicas y financieras, detectando una falta de diseño de productos y servicios que apoyen a los usuarios en su papel como agente activo del mercado energético. Incluso en [17] se plantea que muchas innovaciones para los consumidores que tienen foco la disminución de emisiones están actualmente desarrolladas para atraer a un grupo distintivo y limitado de primeros usuarios que valoran la novedad y los beneficios climáticos.

En cuanto a la estimación de impacto, en [18] se identifica y estima el impacto de la adopción de una muestra de 33 innovaciones digitales de consumo que desafían las prácticas de consumo general. El impacto es medido en tres atributos: cambios en la actividad, cambios en el consumo de energía y cambios en las emisiones de CO_2 . Este trabajo revisa y reúne innovaciones digitales para el consumidor con beneficios de reducción de emisiones evidenciadas, existentes en diversos países del mundo, que se encuentren relacionadas con la movilidad, alimentos, hogar y energía. Adicionalmente, realizan un análisis sobre la interacción de las innovaciones digitales y la regulación, reducida a la perspectiva de la necesidad de protección de datos y competencias digitales. Cabe mencionar que este trabajo no considera la implementación en un mercado en específico, por lo que son excluidas las consideraciones regulatorias y técnicas.

A continuación, se presenta una revisión del estado del arte a nivel internacional, de las soluciones existentes en diversos mercados energéticos, y un levantamiento contextual de nuestro mercado eléctrico nacional.

2.1. Productos y servicios que empoderan al consumidor de energía eléctrica

Inicialmente se estudia bibliografía general relativa a productos o servicios existentes en diferentes mercados eléctricos a nivel internacional y que empoderan al consumidor de energía eléctrica, es decir, que de alguna manera consideran diferentes grados de participación de este agente en el mercado eléctrico [19] [20] [21]. Para esto es importante considerar qué se entenderá por consumidor pasivo o activo y qué significará que una solución empodere al consumidor.

El empoderamiento del consumidor se ha hecho evidente desde la década de 1990, donde la conciencia de este ha generado impacto en el mercado principalmente producto de la descomposición de los precios. Durante las décadas de 1990 y 2000, los clientes comenzaron a distinguir los componentes del precio de un producto y a rescatar los elementos que les importaban. Así fue como el mercado comenzó a simplificar la oferta de sus productos y a hacerlos altamente personalizables, ajustándose a las necesidades del consumidor. Ejemplos de este fenómeno son las tarifas diferenciadas en los aviones, en telecomunicaciones y el sector de banca. La participación de los clientes es consecuencia de consumidores educados y empoderados digitalmente, dispuestos a intervenir activamente en el mercado.

En el ámbito eléctrico un agente activo de mercado es aquel que toma un rol participativo en lo que respecta su consumo de energía, por otro lado un consumidor pasivo es aquel cuya acción se limita a pagar la tarifa que la autoridad le impone, sin realizar modificaciones en su consumo pues no presenta incentivos para hacerlo.

A partir de la bibliografía consultada se establecen las siguientes definiciones de las soluciones consideradas para el desarrollo de este trabajo. Asimismo, se exponen implementaciones de las soluciones a nivel internacional.

Gestión de demanda

Cambios en el consumo eléctrico de los usuarios finales a través de acciones directas en respuesta a cambios en el precio de la energía en el tiempo o a incentivos directos para la inducción de un menor uso de electricidad en momentos de confiabilidad crítica en el sistema o precios altos en el mercado [22] [23]. La gestión de demanda ha sido incorporada en numerosos mercados, en particular el PJM incluyó la gestión de demanda a través de respuesta en demanda (*DLoad Management Demand Resources - DR*), el cual fue incluido en el mercado de potencia como un recurso de capacidad y como respaldo en el plan de requerimientos de servicios complementarios (*Fixed Resource Requirement - FRR*). La participación del usuario final se realiza a través de un proveedor de servicios de restricción (*Curtailment Service Provider - CSP*), cuya entidad es miembro de PJM y responsable de designar las locaciones y del rendimiento de usuarios que participarán como recurso de capacidad. PJM establece ventanas de disponibilidad requerida de gestión de demanda y en caso de ser necesario declara eventos de gestión de carga de emergencia (*Emergency Load Management*). La gestión de demanda que en definitiva no es despachada durante su periodo de disponibilidad realiza una prueba obligatoria para demostrar que puede cumplir con sus compromisos de capacidad, en caso negativo recibe una penalización [24].

Durante 2021 PJM gestionó más de 21 GW de distribuidos en sus cuatro programas de respuesta en demanda. Las figuras 2.2 (a) y (b) muestran la participación por segmento en la gestión de carga desempeñada durante el periodo 2021 en el mercado PJM y los métodos de reducción de carga utilizados, respectivamente. Los porcentajes mostrados son en base a la capacidad nominal aportada [3].

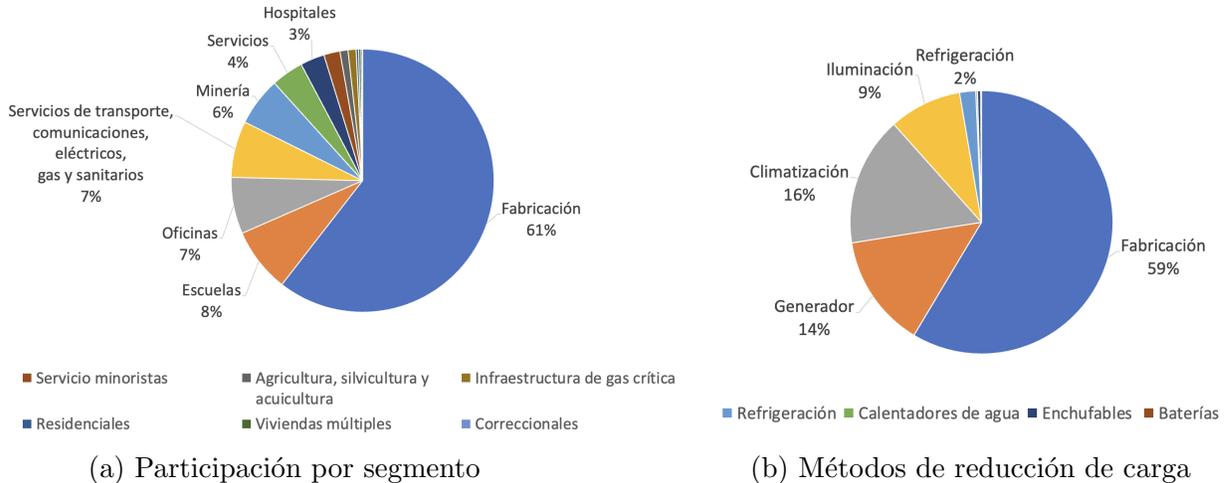


Figura 2.2: Desempeño de gestión de carga en el mercado PJM durante 2021. Fuente: PJM [3].

Generación distribuida

Proyectos de producción de energía en o cerca del punto de consumo, pudiendo estar o no conectada la red eléctrica principal [25]. La generación distribuida es una de las soluciones más implementadas a nivel mundial, promoviéndose su implementación especialmente aquella en base a fuentes de energía renovable a través de diferentes esquemas en las políticas públicas. Cabe destacar que, a nivel internacional, este término se refiere a cualquier medio de generación en pequeña escala, considera tanto proyectos asociados a consumidores como proyectos de mayor tamaño. Para efectos del presente trabajo se considerará generación distribuida en particular en su aplicación en consumidores de energía eléctrica.

Eficiencia energética

Conjunto de medidas para un mejor uso de la energía eléctrica, reduciendo su consumo sin comprometer niveles de satisfacción o intervenir en la capacidad de producción de diversos procesos [26].

El *International Energy Efficiency Scorecard* del Consejo Americano para una Economía de Eficiencia Energética (American Council for an Energy-Efficient Economy - ACEEE) examina las políticas de eficiencia y el desempeño de 25 de los principales países consumidores de energía del mundo, cuyas naciones en conjunto representan el 78 % de toda la energía consumida en el planeta y más del 80 % del producto interno bruto (PIB) mundial. En su estudio evalúan y califican los esfuerzos de eficiencia de cada país a través de 36 métricas de desempeño y políticas, clasificadas en cuatro categorías: edificaciones, industria, transporte y progreso general de la eficiencia energética [4]. La figura 2.3 muestra los resultados de la cuarta y última edición disponible del *International Energy Efficiency Scorecard* [4].

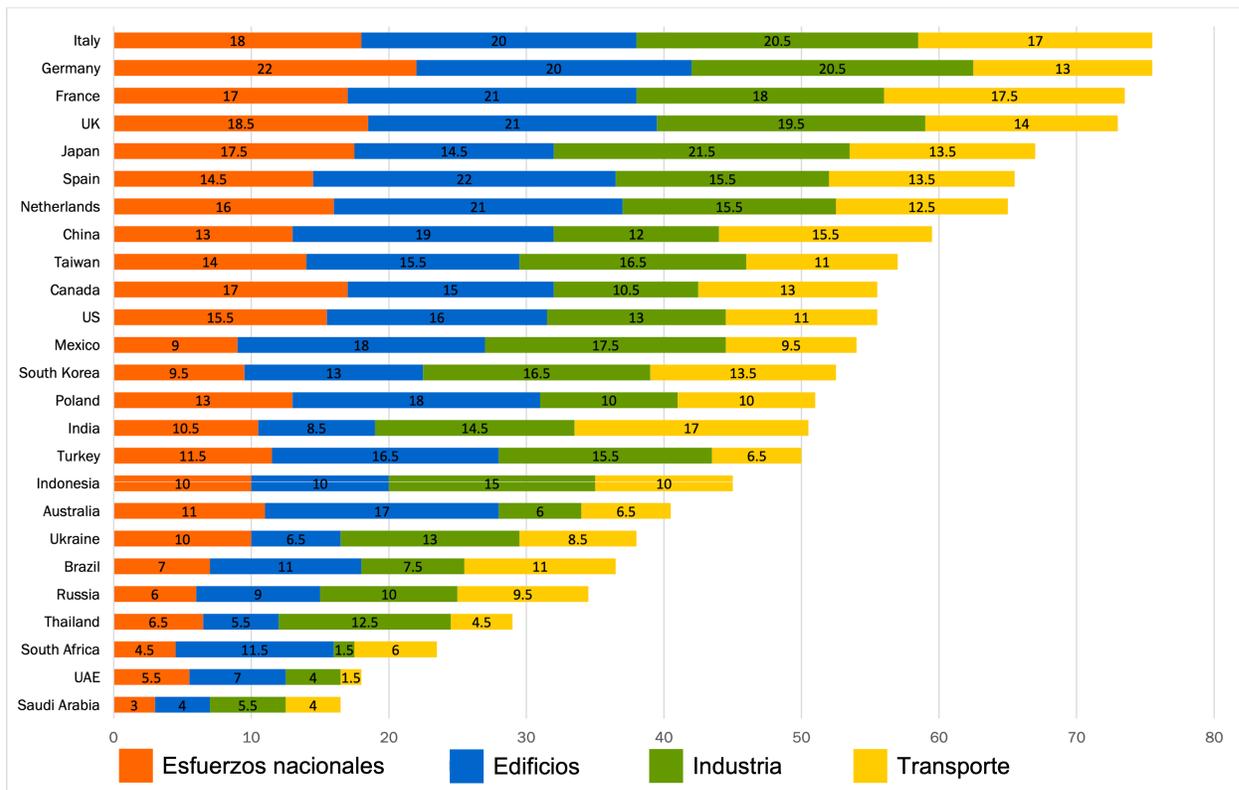


Figura 2.3: Resultados generales *International Energy Efficiency Scorecard* Edición 2018. Fuente: IEA [4].

Sistemas de almacenamiento

Conversión de energía eléctrica en una forma en la que se puede almacenar para convertirla nuevamente en energía eléctrica. Las tecnologías de almacenamiento de energía a nivel de consumidor incluyen baterías, supercondensadores, volantes de inercia, entre otros [27]. La utilización de sistemas de almacenamiento facilita la participación del usuario en los mercados eléctricos brindando servicios a la red, realizando arbitraje o promoviendo un mejor uso de la energía autogenerada.

Gestión de autoconsumo

Se refiere a desplazamientos en el consumo eléctrico con el objetivo de maximizar el autoconsumo para clientes con capacidad de generación propia [28]. La gestión puede ser realizada de manera manual o automática, y puede ser ejecutada a través de un programa de maximización de autoconsumo ofrecido por un agente centralizado o de manera independiente por el consumidor. La gestión del autoconsumo puede ser ejecutada considerando la aplicación de tecnologías adicionales al sistema fotovoltaico o no.

Desde el punto de vista internacional no parece ser una solución que se haya masificado. Sin embargo, se han reconocido ciertas iniciativas privadas que ofrecen sus servicios de gestión del autoconsumo para clientes de pequeña escala, aumentando en un 50 % el autoconsumo de sus clientes y en un 70 % los ahorros en la factura eléctrica [29].

Virtual Power Plants

Integración de recursos distribuidos a través de sistemas de comunicación de manera de actuar agrupadamente y participar en la operación del sistema y los mercados eléctricos como si fuese una central eléctrica única [30].

Diversas son las iniciativas que se han levantado en los mercados eléctricos internacionales. En Inglaterra, una alianza de empresas privadas ha instalado una red de 100 baterías domésticas para formar una central eléctrica virtual capaz de proporcionar servicios de control de frecuencia (*Dynamic Firm Frequency Response - FFR*) a *National Grid*, el operador del sistema [31].

Micro-redes

Grupo de cargas y recursos distribuidos interconectados actuando como una entidad única controlable, con capacidad de operar de manera aislada o conectada a una red eléctrica principal [32].

El proyecto IMPROVEMENT (*Integration of combined cooling, heating and power micro-grids in zero-energy public buildings under high power quality and continuity of service requirements*) del programa de la Unión Europea INTERREG SUDOE, incorpora micro-redes de energía renovable en edificios públicos con gran consumo energético. Las micro-redes a implementar consideran un sistema híbrido de almacenamiento y generación combinada de calor, frío y electricidad. El proyecto completo posee un presupuesto de 2.5 millones de euros.

Vehicle-to-Grid (V2G) y Vehicle-to-Home (V2H)

Se refiere al uso de vehículos eléctricos para la inyección o consumo de energía en la red eléctrica, permitiendo la participación en los mercados eléctricos. La gestión eficiente de la carga o descarga de un vehículo eléctrico permite la mejora en el rendimiento de la red, la estabilidad y la confiabilidad, pues ofrece soporte de potencia reactiva, regulación de potencia activa, seguimiento de fuentes renovables, contribución en el equilibrio generación-demanda, entre otros [33].

Esquema Peer-to-peer (P2P)

Compra y venta de energía entre prosumidores y consumidores sin intermediarios a través de una plataforma en línea. Un esquema P2P también puede contribuir en la gestión de congestiones y prestar servicios complementarios a la red [34].

Actualmente, solo existen implementaciones de esquemas P2P en mercados eléctricos internacionales a través de proyectos pilotos. Por ejemplo, a finales de 2019 fue anunciado el proyecto CommUNITY en el distrito de Brixton en Londres, el cual consistía en un ensayo de mercado de energía P2P en un edificio residencial. El proyecto consideró generación de energía eléctrica local con paneles fotovoltaicos situados en el techo del edificio, almacenamiento mediante baterías y comercialización interna entre los residentes utilizando tecnología blockchain [35].

Servicios complementarios

Prestación de servicios de reserva en giro, regulación de tensión o frecuencia, entre otros, con el fin de dar mayor estabilidad y robustez al sistema [36].

El año 2020 España autorizó la participación de la demanda y el almacenamiento conectados a la red de distribución en los servicios de balance, específicamente en los mercados asociados a regulación secundaria y terciaria de frecuencia [37].

Comercialización de energía

Se refiere a la habilitación y liberalización de posibilidad de de la actividad de comercialización, en otras palabras, permite que el usuario pueda elegir su suministrador de energía. Esto conlleva la separación de la actividad de comercialización y distribución, permitiendo que se pueda establecer un contrato de suministro entre empresas comercializadoras y usuarios finales. Se entiende por actividad de comercialización de energía eléctrica como la compra y venta de energía y potencia en un sistema eléctrico. En ese sentido, con la habilitación de la comercialización se establece la posibilidad de participar en los mercados eléctricos (transacciones de energía, potencia y otros servicios eléctricos).

Adicionalmente, a través de un levantamiento de políticas públicas e iniciativas público-privado en países de referencia, se ha elaborado la tabla 2.1 que indica la implementación de las soluciones bajo estudio. La implementación de la solución con alcance comercial es indicada con la letra “C” y su implementación en etapa de proyecto piloto es indicado con “P”. El detalle de las referencias consideradas para la elaboración de esta tabla se encuentra expuesto en el anexo 1.

Tabla 2.1: Presencia de soluciones que empoderan al consumidor eléctrico en mercados energéticos internacionales.

		Mercado energético								
		Alemania/EEEX-LPX	California/CAISO	PJM	España/OMIE	Australia/NEMCO	Colombia	UK	Corea del Sur	Chile
Solución	Gestión de demanda	C	C	C		C	P	C	C	
	Generación distribuida	C	C	C	C	C	C	C	C	C
	Eficiencia Energética	C	C	C	C	C	C	C	C	C
	Sistemas de almacenamiento	C	C	C	C	C	C	C	C	C
	Gestión de autoconsumo					C		P		
	<i>Virtual Power Plants</i>	P	C	P		P		C	C	
	Micro-redes	P	P	P	C	P		C	C	P
	<i>Vehicle-to-Grid</i>	P	P	P	P	P		C	P	P
	Esquemas <i>Peer-to-Peer</i>	P				P		P		
	Servicios complementarios	C	C	C	C	C	C	C		C
	Comercialización de energía		C	C	C	C	C	C		

Finalmente, se reconocen a grandes rasgos las principales ventajas de la incorporación de los productos o servicios mencionados, así como también exponen las problemáticas o desafíos que implica la aplicación de estos en un sistema eléctrico. Al respecto se debe considerar para el caso chileno que:

1. La participación de los clientes en el mercado eléctrico conlleva un beneficio directo en ellos, si es que su colaboración se presenta con un incentivo económico asociado. Incluso si no se considera un incentivo adicional podría alcanzar **beneficios económicos**, por ejemplo con la incorporación de eficiencia energética se reduce el consumo neto y en consecuencia existe una reducción en la facturación, o si al cliente se le desplaza su consumo a momentos del día donde existe menor costo por energía, éste experimentará una disminución en su gasto energético en caso de tener tarifa horaria. De todas formas esto último depende de las condiciones que podría brindar la regulación y las condiciones de mercado existentes.
2. Una mayor participación por parte de consumidores domiciliarios genera **mayor certidumbre y confianza** por parte de éstos al sistema y a las empresas asociadas.
3. La flexibilidad que introducen varios de los modelos de negocios planteados permite que el sistema presente mayor **confiabilidad** en su operación. Por ejemplo a través de gestión de demanda es posible desplazar la curva de consumo con lo que se estará suavizando su curva de tal manera que se alcancen picos y valles menores en comparación a la situación sin gestión, reduciendo así situaciones de estrés para el sistema.
4. La coordinación de los consumos domiciliarios a gran escala equivale a una reserva en giro utilizable en caso de que algún acontecimiento ponga en peligro la **seguridad del suministro**.
5. Ajustes en el consumo a horarios donde se presente una mayor penetración de fuentes renovables genera un mayor aprovechamiento de éstas, disminuyendo la necesidad de utilizar fuentes fósiles en las horas puntas de consumo energético, la cual coincide justamente con horas de menor participación de ERNC, principalmente solar. Este punto es enormemente destacable pues genera una **oportunidad en el plan de descarbonización** de la matriz energética chilena, pudiendo contribuir en su implementación desde el sector de la distribución.

Por otro lado, se reconocen los siguientes aspectos como aquellos puntos que presentan desafíos a considerar producto de la incorporación de los modelos de negocio planteados.

1. La creación de nuevos marcos regulatorios es fundamental para viabilizar la integración de servicios y productos en el mercado eléctrico chileno, el cual bajo la estructura actual no considera una participación activa del consumidor final.
2. En términos generales, la implementación de los modelos de negocio bajo estudio requiere de algún nivel de inversión. La mayoría de los modelos considerados requieren mejoras tecnológicas en infraestructura de comunicaciones, modernización de la red eléctrica, incorporación de nuevos agentes de mercado o nuevos marcos regulatorios. Algunos ejemplos pueden ser la necesidad de implementar medidores inteligentes, sistemas de al-

macenamiento, sistemas de procesamiento de datos, controladores de electrodomésticos / *smart house*, sistemas de comunicación, etc.

3. Gran parte de los productos y servicios estudiados considera el manejo de datos sensibles para el usuario. Esto conlleva la necesidad de políticas de privacidad y la definición de la propiedad de los datos, además de considerarse una barrera de entrada relevante, producto de la desconfianza que puede presentar la ciudadanía ante esto.
4. La caracterización del consumo eléctrico de los hogares es fundamental a la hora de implementar diferentes modelos de negocio. Esto se puede volver desafiante si consideramos que el consumo domiciliario depende de muchos factores, tales como: ubicación geográfica, arquitectura de la vivienda, disposición de las ventanas, número de ocupantes, el clima, la estación del año, etc.

2.2. Relación productos y servicios con sus beneficios, desafíos y tecnologías habilitantes necesarias

Tal como se ha expuesto existen diversos modelos de negocio implementados en diferentes mercados eléctricos a nivel mundial. Estos son resultado de la interacción de diversos agentes, los cuales se relacionan a través de productos o servicios, entregando beneficios directos o indirectos, y que requieren de la incorporación de tecnologías habilitantes para su ejecución.

Para conceptualizar la relación existente entre los productos y servicios bajo análisis, se presenta un diagrama general con los agentes involucrados, beneficios y desafíos que se les atribuye en cada caso, y la tecnología habilitante necesarias. Para ello, se propone la agregación de cada aspecto en categorías las cuales son definidas a continuación.

En relación a los agentes, estos se definen cómo participantes de mercado, ya sean pasivos o activos, con fines personales o comerciales, que poseen relación entre su mismo segmento o con otros. Se distingue a grandes rasgos dos categorías, la primera es aquella relacionada con el segmento del consumidor final de energía eléctrica, la segunda corresponde al resto de agentes, cuya característica es la de ser oferentes de productos y servicios hacia consumidores, otros agentes y/o los sistemas eléctricos. El segmento de consumidores a su vez está clasificado en consumidores individuales (considerados como un único empalme de consumo), comunitarios (varios empalmes agrupados) y consumidores comerciales e industriales (consumidores de mayor tamaño y cuyo consumo se asocia a procesos productivos).

Los productos o servicios corresponden a elementos que se ofertan en el mercado para su uso o consumo, o actividades intangibles ofertadas, con el fin de satisfacer una necesidad o deseo dado. La categorización se ha establecido según su objetivo principal, es decir, cuál es la necesidad o deseo que suplen con su implementación.

Por su parte, los beneficios o desafíos corresponden a implicancias positivas o negativas a considerar y que suceden producto de la implementación de los productos o servicios relacionados. Se encuentran divididos según la arista en la que se enfoca su efecto y se enuncian a continuación:

- Sociales: Aquellos asociados o que tienen implicancias sobre la calidad de vida de las personas.
- Técnicos sistémicos: Relativos al funcionamiento técnico de los sistemas eléctricos.
- Medioambientales: Relacionados con la biodiversidad y el ecosistema.
- Económicos: Afecciones sobre sistemas financieros a diferentes escalas (desde lo micro a lo macro).
- Tecnológicos: Producto de la existencia, requerimiento o penetración necesaria de tecnologías habilitantes

Cada una de las categorías expuestas y definidas contiene diferentes agentes, productos o servicios, y tecnologías habilitantes consideradas. La siguiente tabla presenta la clasificación realizada para cada uno de los ejemplares considerados.

Tabla 2.2: Clasificación de servicios o productos bajo estudio.

Sección	Categoría	Ejemplar considerado
Agentes	Consumidores individuales	Consumidor pasivo, Prosumidor (GD, VE, BESS), Líderes de opinión, legitimadores o entusiastas, Consumidor vulnerable
	Consumidores comunitarios	Comunidades organizadas, Micro-redes, Cooperativas
	Consumidores comerciales e industriales	Pequeños, medianos y grandes comercios o industrias
Productos/servicios	Otros agentes de mercado	Agregadores, Gestores de demanda, Operadores del sistema, Gestores de información, Suministradores (Comercializadores / Empresas distribuidoras / Generadoras), Coordinadores de medición
	Gestión de recursos distribuidos	Gestión de demanda, Inyección de energía al sistema, Desconexión de carga, Generación distribuida, Eficiencia energética, Sistemas de almacenamiento, Producción de hidrógeno, Gestión de autoconsumo, VPP
	Redes inteligentes	Micro-redes, Monitoreo de emisiones
	Movilidad	Carga de VE, Movilidad eléctrica pública, Transporte de carga eléctrico, Movilidad compartida
	Compra y venta de energía	Tarifas flexibles, P2P, SSC
	Medición y monitoreo	Monitores de carga, Termóstatos inteligentes, Medidor inteligente, AMI/AMR, Sensores inteligentes
Tecnologías habilitantes	Control y accionamiento	Enchufes inteligentes, Electrodomésticos inteligentes, Actuadores
	Sistemas de comunicaciones	LAN/HAN/NAN/WAN, Cloud, Wifi, Bluetooth
	Cyberseguridad	Criptología, Blockchain
	Ciencias de datos	Machine learning, Data mining, Nature inspire intelligence, Redes neuronales artificiales (ANN), Sistemas multiagentes, Clustering, Procesamiento de lenguaje natural (NLP), Digital twin
	Medios sociales	RRSS, Prensa, Aplicaciones móviles
	Financiero	Criptomonedas, Cuentas bancarias digitales, Mobile commerce

En consecuencia, el diagrama comentado previamente se muestra a continuación, según las agrupaciones consideradas y las definiciones dadas. Las líneas continuas entre diferentes bloques representan las relaciones existentes entre ellas y se consideran estas fundamentales, en el caso de las líneas discontinuas entre los bloques estas se consideran relaciones prescindibles.

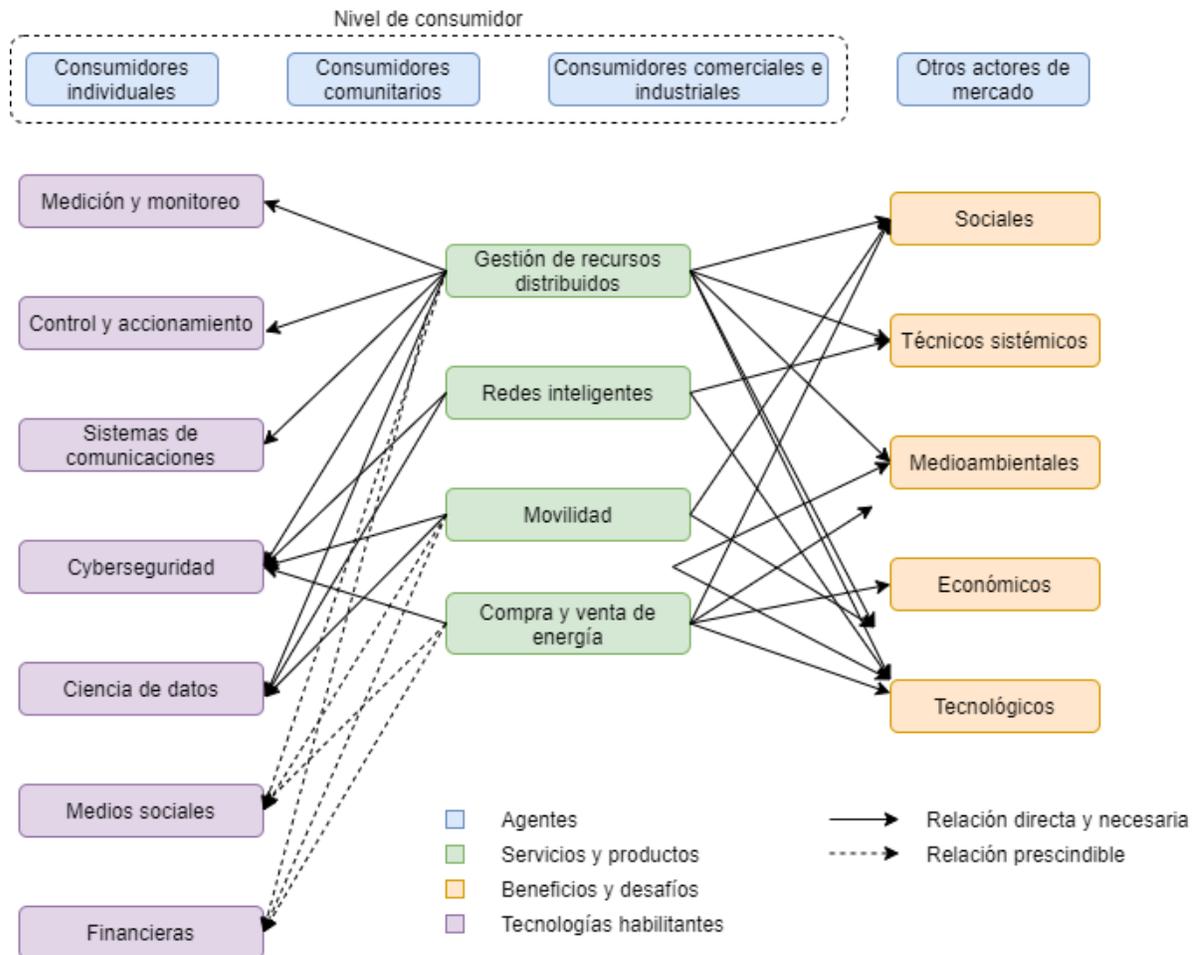


Figura 2.4: Relación productos y servicios, beneficios/desafíos y tecnologías habilitantes.

Dado que todo los productos y servicios estudiados no establecen únicas relaciones entre ciertos agentes, pues es posible que un mismo producto o servicio relacione a agentes de diferentes categorías paralelamente, estos han sido excluidos del relacionamiento y han sido posicionados en la parte superior de diagrama de manera de exponer la elementalidad de su existencia en los mercados.

Cada pila de bloques se relacionan como sigue, considerando como pilar central los servicios y productos. Cada servicio o producto posee consecuencias sociales, técnicas sistémicas, medioambientales, económicas o tecnológicas, según corresponda. Asimismo, existen tecnologías necesarias o prescindibles pero favorables para la implementación y masificación de los diferentes productos y servicios considerados.

2.3. Caracterización del consumo eléctrico en Chile

Para identificar los productos y servicios que mejor se adapten a las necesidades de los consumidores finales y que, en consecuencia, entregarían mejores resultados para estos se hace necesario caracterizar el consumo eléctrico chileno. Esta caracterización será abordada según los tipos de consumidores presentes actualmente en el mercado y los estudios disponibles sobre el uso de la energía.

La clasificación de los tipos de consumidores finales de energía, tanto a nivel regulatorio como para este trabajo, se realiza respecto a su tamaño, específicamente según la potencia conectada. La Ley General de Servicios Eléctricos establece dos categorías de clientes: aquellos consumidores que están sujetos a la tarifa regulada, o clientes regulados, y aquellos consumidores no sometidos a regulación de precios, pudiendo escoger a su suministrador y negociar el precio a pagar por concepto del consumo de energía eléctrica. La regulación actualmente establece que los clientes regulados son todos aquellos consumidores con potencia conectada inferior a 500 kW, mientras que aquellos consumidores con potencia conectada superior a 5.000 kW son clientes libres. Mientras que los consumidores con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW podrán optar por una tarifa regulada o de precio libre.

Para efectos de este trabajo adicionalmente se distinguirán los siguientes consumidores de energía eléctrica. Los consumidores de menor tamaño o clientes regulados serán residenciales (≤ 10 kW de potencia conectada), comerciales de menor tamaño (potencia conectada entre los 10 kW y los 300 kW), comerciales medianos o industriales pequeños (con potencia conectada entre los 300 y los 500 kW). Por otro lado, se distinguen como consumidores de mayor tamaño o clientes libres, aquellos consumidores grandes comerciales o industriales (potencia conectada superior a 500 kW).

Cada tipo de consumidor señalado tiene un perfil de consumo asociado. Los usuarios residenciales tienden a tener un consumo similar, caracterizado por una curva con marcadas horas de valle durante la noche y horas de punta posterior a las 18:00 hrs. (hora de llegada al hogar). En el caso de los usuarios comerciales, su perfil está caracterizado por un consumo prácticamente homogéneo a lo largo de las horas de prestación de servicios (08:00 a 20:00 hrs.). Finalmente, el perfil de consumo de los clientes industriales se diferencia por su sector industrial, pues es fuertemente dependiente de los procesos que se involucran; sin embargo, en términos generales, el perfil tipo de los clientes industriales se caracteriza por mantener un consumo intensivo durante las 24 horas del día. La Figura 2.5 muestra los perfiles de consumo eléctrico característicos por usuarios tipo: residencial, comercial e industrial [5].

En relación al uso de la energía, según el Informe final de usos de la energía de los hogares Chile 2018 [6], el 39,6 % del consumo energético es asociado al uso de la leña, un 31,4 % al consumo de gas (gas licuado de petróleo y gas natural), un 27 % al uso de electricidad, un 2,6 % a parafina y un 0,8 % a pellets. La figura 2.6 presentan la distribución porcentual de los consumos según usos considerando todos los energéticos, y la figura 2.6 el equivalente solo del consumo eléctrico [6].

Finalmente, a partir de los estudios realizados por la Red de Pobreza Energética [38] [39], se pueden sacar las siguientes conclusiones del perfil de consumo de energía en pequeños consumidores de Chile:

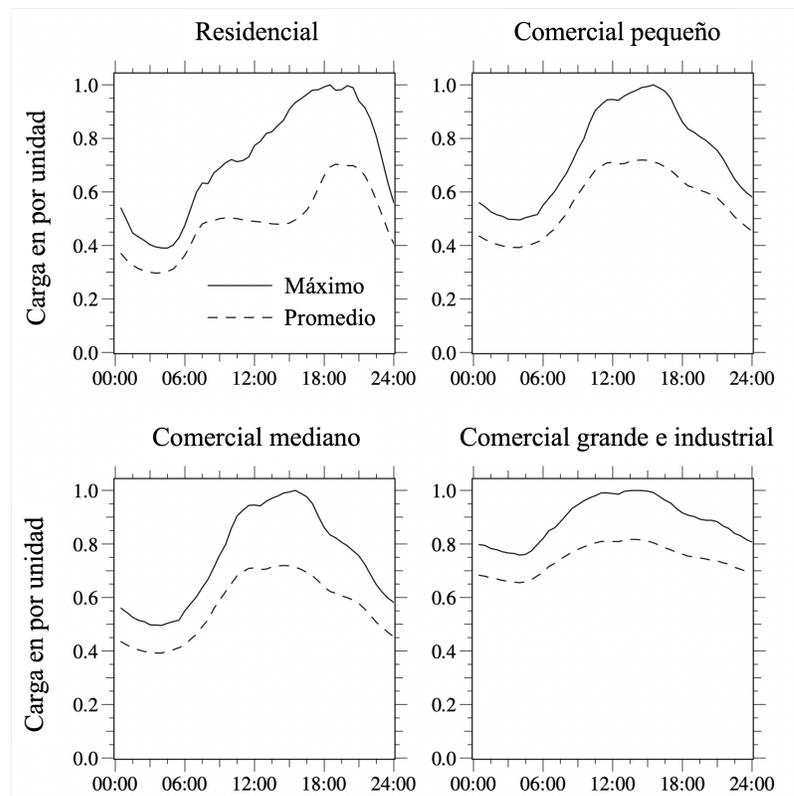


Figura 2.5: Perfil de demanda eléctrica según usuario tipo. Fuente: *Electric Power Distribution Handbook* [5].

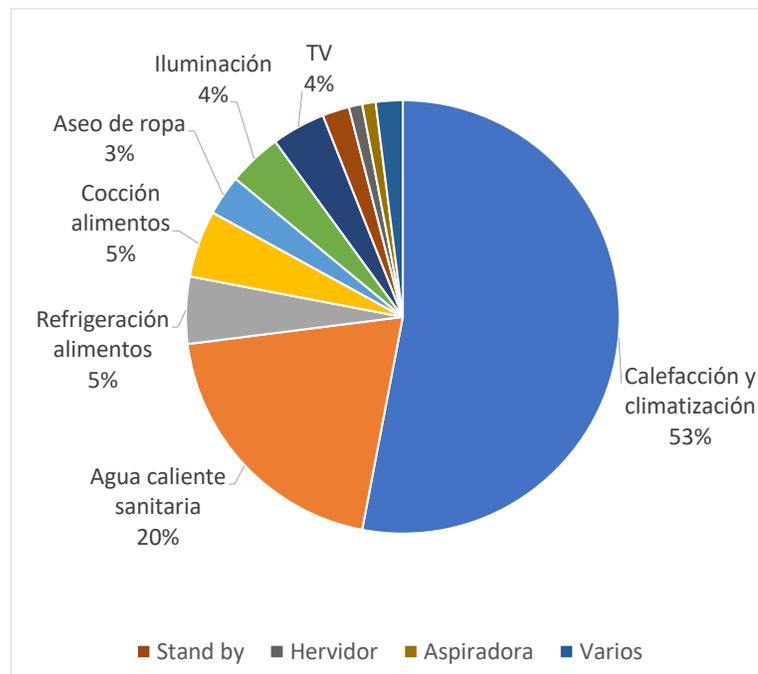


Figura 2.6: Distribución porcentual consumos energéticos en el hogar según usos: todos los energéticos. Fuente: Informe final de usos de la energía de los hogares Chile 2018 [6].

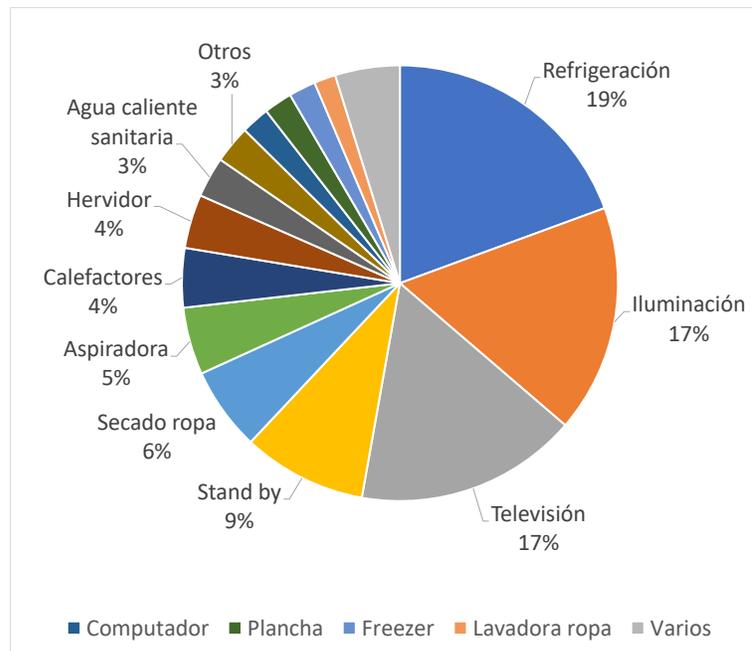


Figura 2.7: Distribución porcentual consumos energéticos en el hogar según usos: electricidad. Fuente: Informe final de usos de la energía de los hogares Chile 2018 [6].

- El confort térmico y energético adecuado no es alcanzado por la mayoría de los hogares chilenos.
- Existe diversidad climática y energética a lo largo del país, por lo que las necesidades en términos de calefacción varían enormemente de una región a otra. Algo similar ocurre con los gastos familiares requeridos y efectivos. La tecnología utilizada varía según las condiciones climáticas.
- No existe una implicancia directa entre gasto efectivo en energía y la satisfacción de necesidades energéticas (alcance del confort a niveles adecuados).
- Existen necesidades fundamentales de energía, las cuales tienen impacto directo en la salud de las personas (independiente del territorio), y necesidades básicas de energía, las cuales dependen de las características socio-ecológicas (biofísicas, geográficas y climáticas), socio-técnicas (tecnológicas e infraestructurales) y socio-culturales (normas y expectativas relacionadas con calidad de vida y desarrollo humano).

A partir de lo recién levantado, se concluye que es particularmente complejo considerar por ejemplo como fuente de flexibilidad la electricidad utilizada para calefacción por dos razones fundamentales: (1) la electricidad es una de las fuentes menos utilizadas en calefacción y (2) varía enormemente según la ubicación geográfica de la vivienda, tanto por sus necesidades como por sus facilidad de encontrar otras tecnologías.

En consecuencia, para aplicar proyectos de que involucren al usuario de energía se necesita considerar los contextos territoriales específicos, de tal forma de no dejar de lado los niveles de calidad.

2.4. Caracterización de potenciales usuarios a empoderar

Para lograr una exitosa implementación de los servicios y productos que empoderan al consumidor parece útil reconocer y caracterizar a los clientes que adoptarían y participarían en los modelos de negocio a incorporar. En [40] se busca resolver quiénes son los usuarios interesados en mercados participativos, especialmente en la incorporación del modelo de compra-venta de energía peer-to-peer (P2P). Con evidencia empírica logran establecer la existencia de diversos agentes interesados en diferentes niveles en participar activamente en los mercados eléctricos, resultados de la primera prueba en el mundo real de un mercado de electricidad P2P facilitado por tecnología blockchain en una red eléctrica regulada. El proyecto mencionado es denominado RENEW Nexus Project, constituido a través de un consorcio formado por el ayuntamiento local, universidades, una start-up de blockchain, el operador de red eléctrica, un comercializador minorista y un empresa generadora.

El trabajo muestra que los usuarios se unieron a la prueba con el objetivo de aprender y co-crear el futuro de los mercados de electricidad centrado en los prosumidores. Además, se establece que la existencia de otros actores que promuevan la integración de nuevas tecnologías es importante para alcanzar a la mayoría de usuarios y avanzar hacia la amplia difusión. Asimismo, regulatoriamente se exigía que usuarios residenciales compren su electricidad al comercializador, por lo que las operaciones P2P fueron liquidadas en las facturas de la luz a final de mes. El comercializador minorista proporcionó medidores y actuó como comprador de último recurso para exportaciones solares no vendidas y vendedor en caso de déficit, y un ejecutor de las normas de protección al consumidor.

A partir de los procesos consultivos se estipuló que la mayoría de los participantes poseen una situación económica favorable, además, se perciben a si mismo con buen conocimiento de la tecnología fotovoltaica y de cómo aprovechar al máximo su electricidad autogenerada (el 67% de los hogares revelan que a menudo/muy a menudo ajustaban sus patrones de consumo). También, las encuestas revelaron que el 58% de los participantes se encontraba insatisfechos con los comercializadores minoristas (asociado a altos precios de electricidad de la red y bajas compensaciones por generar), falta de información detallada sobre el uso de electricidad en facturas de electricidad, falta de incentivos para ahorrar energía y percepción de que el minorista no invierte lo suficiente en energías renovables. En consecuencia, las personas participan por el interés en la adquisición de conocimiento, la oportunidad de aprender sobre el uso personal de electricidad y sistema eléctrico nacional y para probar una tecnología de vanguardia. Finalmente, las personas participantes se caracterizan por mostrar entusiasmo, preocupación por la sostenibilidad y las energías renovables, además, poseen expectativas en promover el comercio de la comunidad local, flexibilidad, precios más bajos, alcanzar eficiencia mejorada, reducción de participación del minorista, descentralización y localizar el mercado.

Por otro lado, en [41] se establece una tipología de usuarios que apoyan nuevas tecnologías a lo largo de la curva de innovación, los cuales son: productores, legitimadores (se centran en convencer a los reguladores), intermediarios, ciudadanos (se oponen a los titulares) y consumidores. En [42] se divide a los usuarios en tipos ideales de adoptantes en diferentes momentos de una innovación, caracterizándolos como: Innovadores (motivados por sí mismos o se les

personaliza la nueva tecnología, entusiastas, hacen frente a un alto nivel de incertidumbre), Early adopters (aplicación de la innovación en un contexto local, legitiman, dispuestos a aceptar incertidumbres a cambio de beneficios futuros), Intermediarios/activistas (convencen a otros usuarios más escépticos, crean espacio para apoyar la amplia difusión, pueden ser comunidades), Mayoría temprana (usuario medio, con la tecnología ya validada), Mayoría tardía (incertidumbre reducida) y Rezagados escépticos (se unen a la elección dominante por presión social).

2.5. Mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico chileno es de tipo *pool* con contratos financieros bilaterales. El despacho de centrales de generación es ejecutado por el operador del sistema y del mercado (Coordinador Eléctrico Nacional), entidad que determina la operación de las centrales por instrucción directa. Las centrales informan sus costos al operador (costos auditados) y este los integra en su programa de optimización, cuyo objetivo es la minimización de costos. Las empresas generadoras se encuentran obligadas a participar del mercado mayorista (spot) y son los únicos agentes habilitados para participar (los consumidores no participan del mercado spot y no existe la figura del comercializador puro). Paralelamente, existen contratos bilaterales entre compradores/vendedores de energía, pero solo financieros, por lo que estos acuerdos no son vinculantes en el en cuanto al despacho de las centrales. Las siguientes figuras muestran diagramas que describen la operación del mercado eléctrico chileno [7], en particular muestran los agentes involucrados y sus interacciones, funcionamiento del mercado mayorista y el flujo de pagos en el mercado.

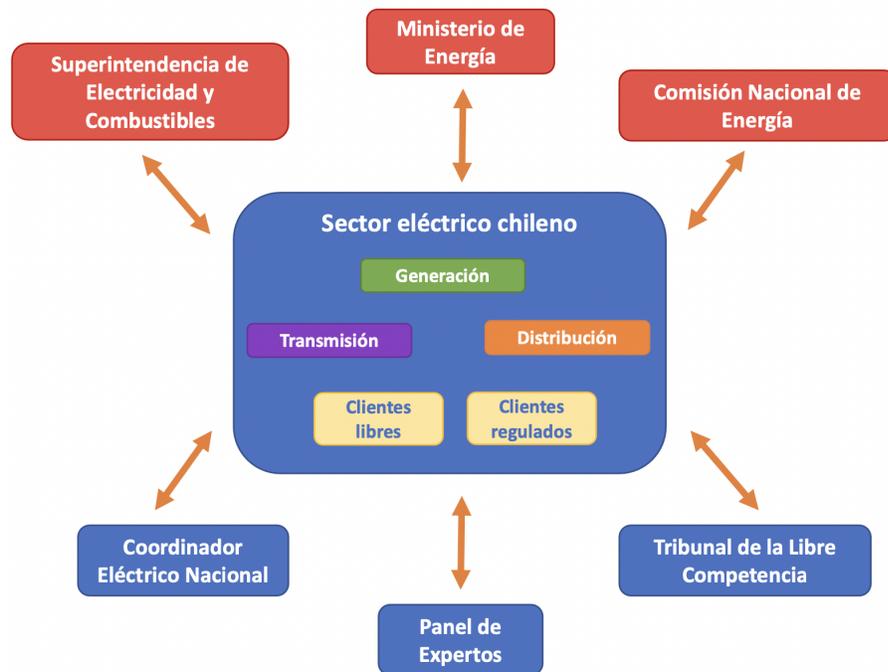


Figura 2.8: Agentes e instituciones del mercado eléctrico chileno. Fuente: Elaboración propia a partir de [7].

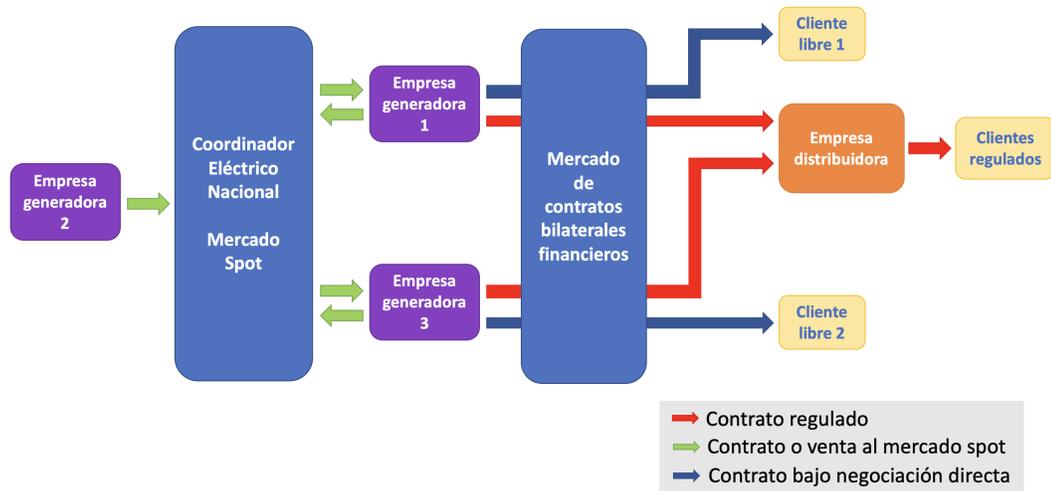


Figura 2.9: Mercado mayorista de electricidad. Fuente: Elaboración propia a partir de [7].

2.6. Marco regulatorio

En esta sección se dispone del contexto actual regulatorio y de políticas públicas bajo el que se encuentra el mercado eléctrico chileno. En particular se expondrán aquellos aspectos relativos a las formas de participación que hoy tienen los usuarios finales de energía, así como también sus limitaciones.

Antes de describir el marco regulatorio que rige los diferentes mecanismos de participación existente en nuestro país, es necesario evidenciar cómo la falta de participación es transversal a todo el marco legal de nuestro sector. En ese sentido, se destaca la necesidad de modificar la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE - DFL N°4/20.018) para habilitar la participación de la demanda. En particular, el Art. 225° de la LGSE define el costo marginal de suministro, estableciendo que este es fijado por la producción, sin posibilidad de que sea fijado por la demanda. En ese sentido, para habilitar la participación directa de la demanda en los mercados eléctricos se debe permitir por ley que la demanda oferte.

2.6.1. Servicios Complementarios

Actualmente solo existe una forma en que la demanda puede participar prestando servicios al sistema, esto es a través de Servicios Complementarios. En el documento “Informe de Definición de Servicios Complementarios” de la Comisión Nacional de Energía [43], se explicita como subcategoría del servicio complementario de control de frecuencia a las **cargas interrumpibles**. Donde además se declara que el servicio complementario relacionado con la reducción de demanda podrá ofrecerse por los consumidores finales de manera individual o agrupada. Convirtiéndose ésta en una gran oportunidad en la gestión de carga. Dicho concepto se define según:

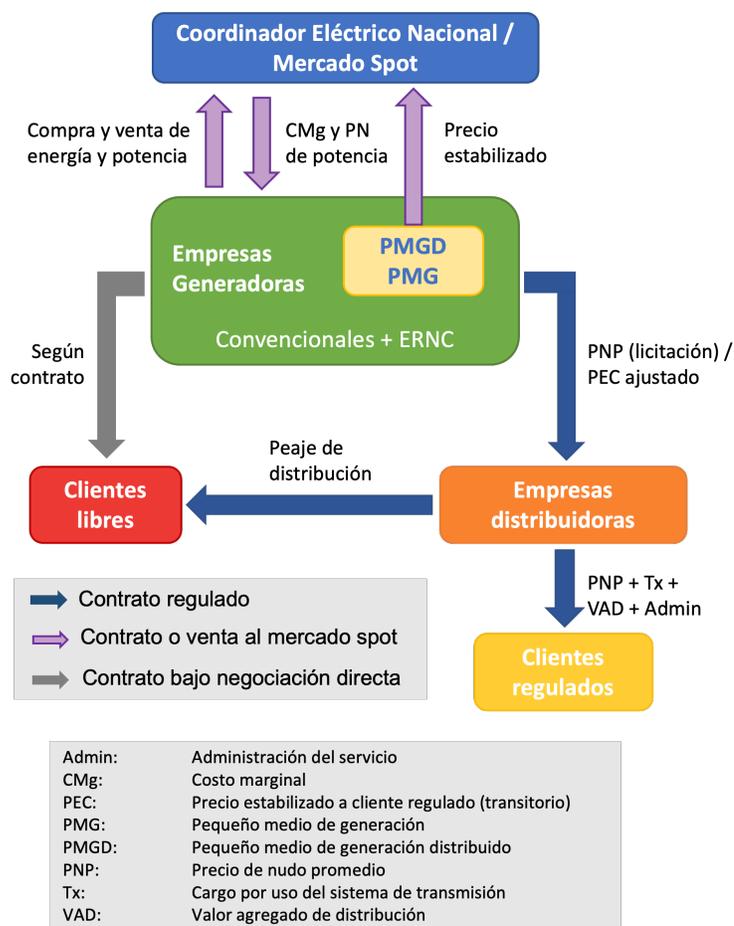


Figura 2.10: Remuneración en el mercado eléctrico chileno. Fuente: Elaboración propia a partir de [7].

Se entenderá por Cargas Interrumpibles a la reducción de demanda neta del Usuario Final, medida desde el punto de conexión de éstos al sistema eléctrico, bajo instrucción del Coordinador, con el objetivo de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera sistémica.

Dicha prestación deberá desconectar el total del monto de carga comprometido dentro de un tiempo máximo de 30 [min] luego de la instrucción del Coordinador, y deberá ser capaz de mantener su aporte por un periodo de al menos 2 [hrs].

(Informe de Definición de SSCC)

Sin embargo, se trata de una participación limitada y pocas veces efectuada realmente, pues aún se prefiere la prestación de servicios complementarios en sus formatos tradicionales: capacidad de generación de potencia activa, capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva. De hecho, el Informe de Servicios Complementarios 2022 de la CNE establece que no existe necesidad de contar con la prestación de Cargas Interrumpibles durante el presente año, lo que restringiría completamente la participación activa de la demanda en los servicios complementarios. Cabe mencionar que el documento advierte lo antes comentado respecto a la restricción de la demanda, sin embargo, señala que durante el periodo se realizará un proceso de RFI (por su sigla en inglés “*Request for Information*”). Con el proceso mencionado

esperan lograr dimensionar los recursos disponibles desde la demanda, que podría prestar los SSCC de Carga Interrumpible y/o Control Terciario de Frecuencia por subfrecuencia, siempre considerando que estos servicios son materializados a través de licitaciones o subastas. Además, el documento señala que el monto referencial de requerimiento por parte de la demanda sería de hasta 400 [MW].

2.6.2. Generación Distribuida

En el segmento del consumidor, la generación distribuida se incorpora inicialmente en la regulación chilena durante 2012, mediante la promulgación de la Ley N° 20.571 o Ley de Net Billing. Esta ley habilita la inyección de energía a la red de distribución para usuarios finales regulados que posean su propio equipo de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente. Esto con el objetivo de promover la generación distribuida, con foco al autoconsumo, pues la valorización de cada unidad de energía inyectada reconoce solo el cargo por energía traspasado por las empresas distribuidoras (aproximadamente un 60 % de la tarifa final de los clientes regulados [44]).

A la introducción del concepto de generación distribuida le siguieron numerables iniciativas estatales que fomentaban la incorporación de esta solución. Por ejemplo, el programa Casa Solar, lanzado durante 2020, ya ha facilitado la instalación de más de 3.000 nuevos sistemas fotovoltaicos residenciales y espera durante este 2022 instalar 3.500 más. El programa utiliza economías de escala para realizar compras agregadas de instalaciones solares, además entrega apoyo económico a través de cofinanciamiento estatal [45]. Asimismo, el programa Techos Solares Públicos ejecuta la instalación de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo en edificios públicos [46]. Ambos programas son iniciativas del Ministerio de Energía e implementados por la Agencia de Sostenibilidad Energética.

La figura 2.11 presenta la evolución en la instalaciones de generación distribuida, en términos de capacidad y cantidad de proyectos.

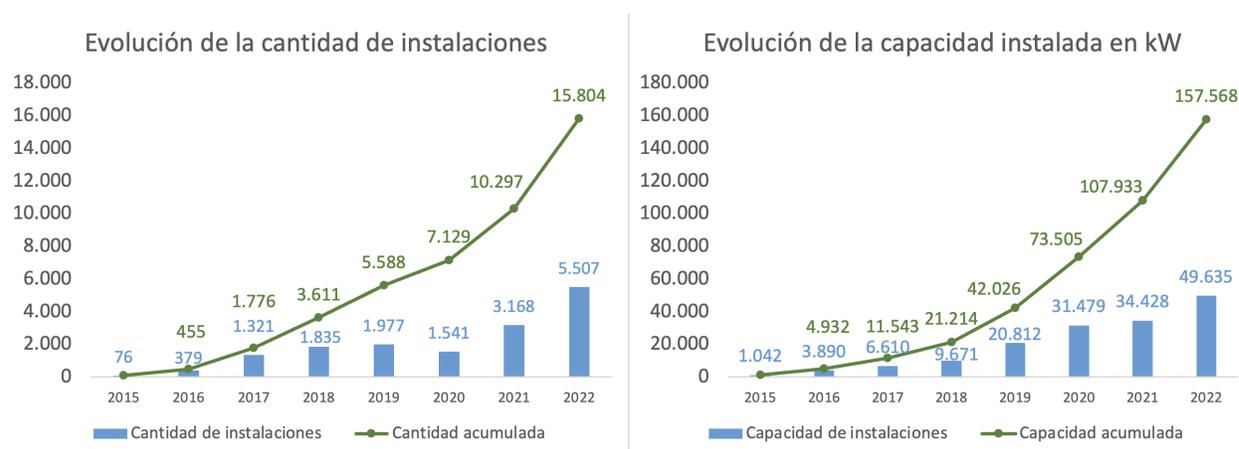


Figura 2.11: Evolución de las instalaciones de generación distribuida inscritas ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Fuente: Elaboración propia.

2.6.3. Eficiencia Energética

En febrero del 2021 fue promulgada la Ley de Eficiencia Energética, la cual aportaría con más de un 35 % de las reducciones de gases de efecto invernadero necesarias para alcanzar la carbono neutralidad al 2050 [47]. La ley establece la elaboración de un Plan Nacional de Eficiencia Energética cada 5 años, el que contempla, al menos, la eficiencia energética residencial, estándares mínimos y etiquetado de artefactos, eficiencia energética en la edificación y el transporte, eficiencia energética y ciudades inteligentes, eficiencia energética en los sectores productivos y educación y capacitación en eficiencia energética. Asimismo, la ley obliga a los grandes consumidores de energía (consumos sobre 50 Tcal/año) a gestionar activamente su energía, implementando un sistema de gestión de la energía (SGE) y reportar sus consumos y otros indicadores.

La Ley de Eficiencia Energética también establece que toda edificación nueva (viviendas, edificios de uso público, edificios comerciales y edificios de oficinas) deberá contar con una Calificación Energética, cuya etiqueta deberá incluirse en toda publicidad de venta que se realice. Asimismo, la ley mandata la fijación de estándares de eficiencia energética para el parque de vehículos nuevos. Ambas implicancias de la Ley permite socializar los conceptos de eficiencia energética en sectores cercanos al usuario final, brindándole mayor información en la toma de decisiones.

2.6.4. Sistemas de almacenamiento

La Política Energética Nacional en su actualización 2021² establece como meta que para el 2030 el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cuente como mínimo con 2.000 MW en sistemas de almacenamiento, y 6.000 MW al 2050. Actualmente la capacidad de almacenamiento de energía en baterías en el SEN es de 175 MW y duplicará su capacidad de almacenamiento de energía en baterías al 2023³, alcanzando los 363 MW, manteniéndose aún lejano a la meta propuesta.

En ese contexto, se ha publicado la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad (Ley N°21.505⁴), cuyo objetivo es promover el almacenamiento y la transición del parque automotriz hacia el uso de vehículos eléctricos, posicionándose como elemento clave para el cumplimiento de la meta de carbono neutralidad al año 2050, comprometida por nuestro país. Si bien, su principal medida en cuanto a sistemas de almacenamiento son para los sistemas de gran escala (habilitación la participación de sistemas de almacenamiento puro en diferentes mercados), se establecen algunas medidas en relación a las instalaciones de pequeña escala. En particular, esta Ley habilita la posibilidad de que los automóviles eléctricos puedan participar como sistemas de almacenamiento en el mercado eléctrico, permitiéndoles inyectar energía eléctrica al sistema y ser remunerados por ello. Esta medida posibilita nuevos modelos de negocio para los autos eléctricos, haciéndolos más rentables para quienes los adquieren. Asimismo, al tratarse como sistema de almacenamiento da mayor autonomía energética en los hogares de quienes poseen estos automóviles y generación distribuida, pudiendo arbitrar y aprovechar las sinergias entre ambas tecnologías.

²Ministerio de Energía, “Transición energética de Chile: Política energética nacional - Actualización 2021”.

³Ministerio de Energía, “Chile duplicará su capacidad de almacenamiento de energía en baterías”, 2021.

⁴Ministerio de Energía, “Ley N° 21.505: Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad”, Diario oficial, 2022.

Aún se encuentran pendientes los reglamentos que establecerán la forma en la que efectivamente participarán los sistemas de almacenamiento asociados a automóviles eléctricos en el mercado eléctrico, sin embargo, resulta evidente que las condiciones regulatorias actuales⁵ no brindan un escenario de aprovechamiento de estas tecnologías.

⁵Se refiere a la regulación sin señales de precio para las y los usuarios. Inexistencia de tarifas horarias o con incentivos (económicos y/o medioambientales).

Capítulo 3

Propuesta metodológica

Tal como se expuso en la sección Estado del Arte, se detecta la existencia de diferentes productos o servicios que empoderan a los consumidores de energía eléctrica. Sin embargo, en la bibliografía actual no se reconocen trabajos que analicen los contextos locales para el análisis de una amplia gama de soluciones que empoderen a los consumidores de energía. De la información levantada, se reconocen dos grupos de análisis: (1) implementación de soluciones específicas en mercados determinados, o (2) implementación general de soluciones diversas no enmarcadas en mercados específicos.

3.1. Identificación de oportunidades para selección de soluciones

Ante la decisión de implementar o no una solución es importante estudiar todos los posibles efectos que esta podría tener en el mercado y sus agentes. Un buen estudio previo de la solución puede confirmar la coincidencia entre las expectativas de la solución y lo que podría suceder con su implementación. Sin embargo, un buen estudio requiere de tiempo, información y recursos. En consecuencia, si se desea resolver un problema particular con tiempo y recursos acotado, no es posible llegar a estudiar todas las opciones posibles con un nivel de detalle aceptable. A través de una jerarquización de soluciones es posible seleccionar aquellas de mayor interés para un posterior estudio de implementación.

Este trabajo elabora un mapa que permite jerarquizar soluciones a partir de diversos criterios. Una vez jerarquizadas se seleccionan las cuatro soluciones con mejores resultados según el objetivo planteado inicialmente. Finalmente, las soluciones seleccionadas son simuladas para conocer los efectos de su implementación.

La propuesta metodológica de jerarquización corresponde a una pauta de preguntas categorizadas en pilares fundamentales. El objetivo del mapa de jerarquización es identificar las oportunidades existentes dada la diversidad de posibles soluciones a implementar, considerando el contexto local bajo estudio, es decir, sus recursos, agentes existentes, necesidades, entre otros. Las respuestas ante las preguntas son de carácter binario (sí/no), sin embargo, se considera una guía de límites que permite categorizar las respuestas con ambigüedades.

La primera parte del proceso metodológico constituye un filtro de condiciones mínimas necesarias que toda solución debe cumplir para avanzar a la siguiente etapa de evaluación. Las condiciones mínimas consideradas fueron elaboradas en base a [48] y [49], donde se presenta el conjunto de atributos deseables que contribuyen al éxito en el desarrollo de políticas públicas efectivas y estables. Los atributos han sido adaptados a la adopción de nuevas soluciones y aquellos que han sido considerados en el levantamiento de condiciones mínimas son: necesidad y pertinencia de la solución, evidencia exitosa de su implementación, viabilidad de aplicación, claridad del propósito y alineamiento con objetivos de nivel superior. La figura 3.1 presenta lo comentado.

Condiciones mínimas para la implementación de las soluciones

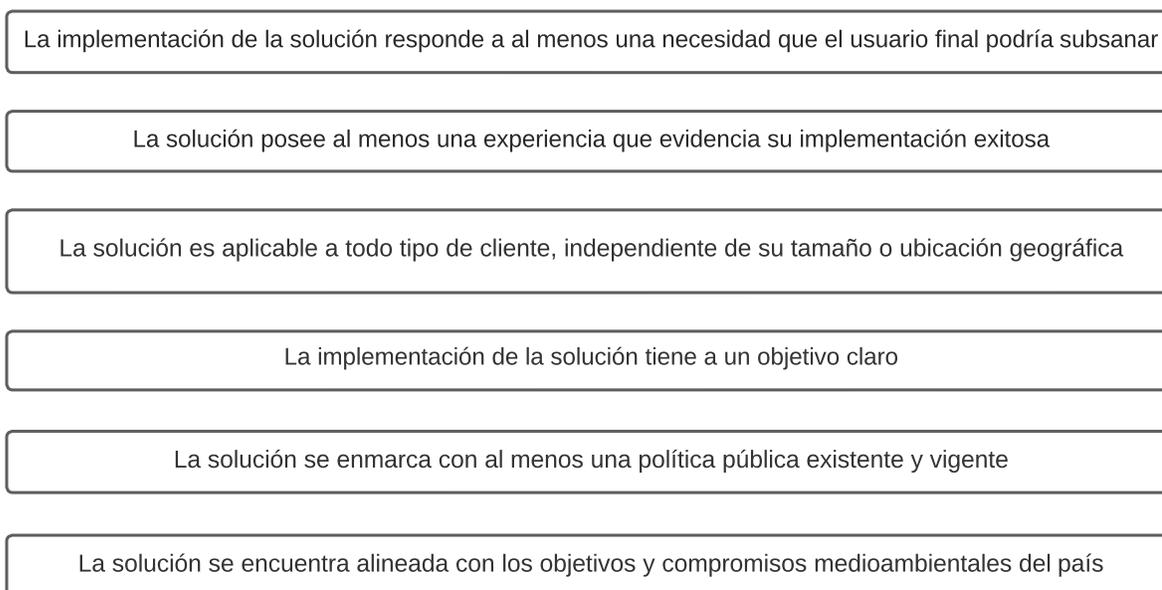


Figura 3.1: Condiciones mínimas para el análisis de la implementación de soluciones.

Posterior al análisis de condiciones mínimas se profundiza el estudio considerando cuatro pilares fundamentales de evaluación para el levantamiento integral de las oportunidades (o barreras) existentes. A cada pilar se le asocia un conjunto de preguntas que permitirán caracterizarlo con mayor detalle y a su vez afinar el puntaje que obtendrá cada solución analizada. La figura 3.3 muestra un esquema del mapa de jerarquización propuesto.

Tal como se observa el mapa considera 25 criterios de evaluación agrupados cuatro pilares o tópicos: condiciones sociales, condiciones regulatorias y de mercado, recursos disponibles y condiciones que propician la implementación de la solución. Las condiciones sociales guardan relación con las necesidades de la ciudadanía y la cobertura de la solución. El levantamiento de condiciones regulatorias contempla el esquema normativo actual y las condiciones del mercado y sus agentes. Los recursos disponibles hace referencia a recursos técnicos (infraestructurales y tecnológicos), humanos e institucionales, y financieros existentes. Finalmente, las condiciones propicias están asociadas a la democratización del sector eléctrico, cumpli-

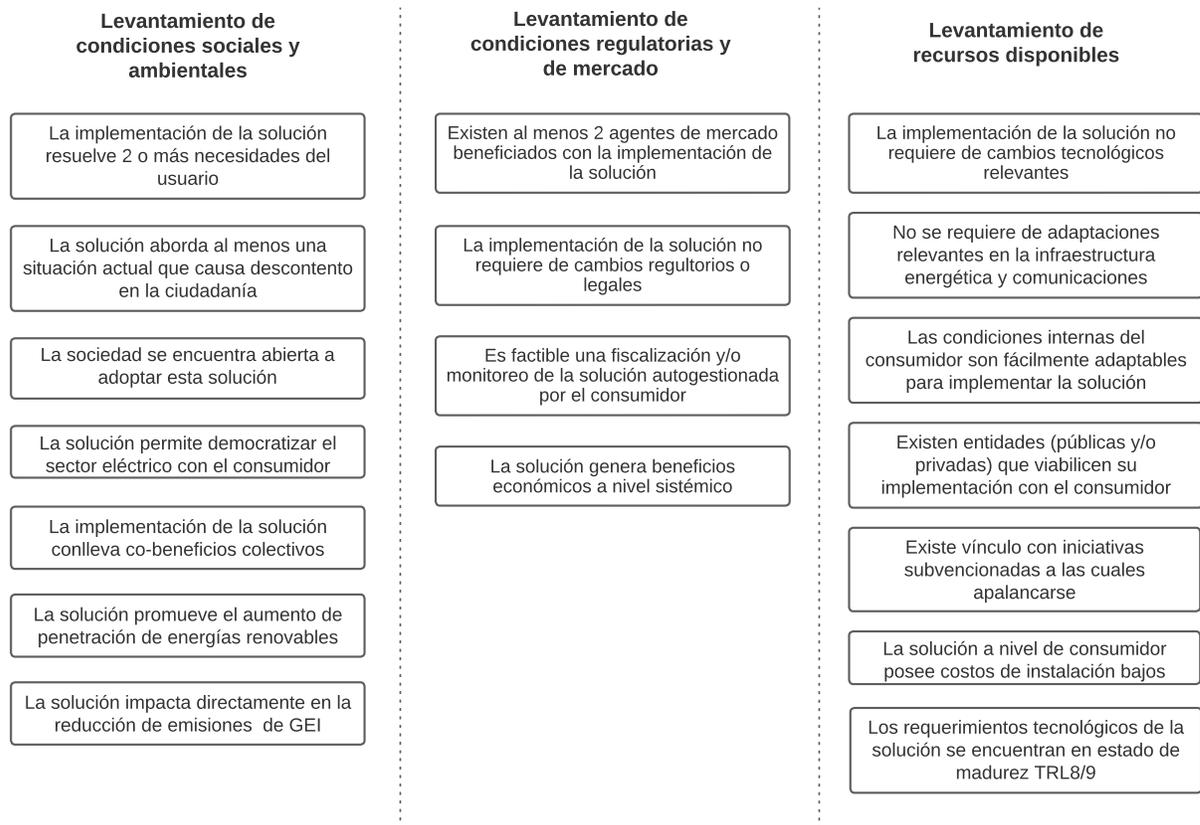


Figura 3.2: Propuesta de mapa de identificación de oportunidades de soluciones a implementar.

miento de compromisos mediambientales, contribución a las energías renovables y existencia de externalidades positivas desde el punto de vista técnico.

3.2. Selección de soluciones, formulación y cuantificación de su impacto

Con la jerarquización de las soluciones bajo evaluación se obtienen las cuatro de estas que pasan a proceso de simulación, de manera de cuantificar sus efectos. Las soluciones escogidas son analizadas en profundidad, recopilando las aplicaciones existentes a nivel nacional e internacional, estudiando las oportunidades levantadas y levantando la regulación concerniente. A partir de ello se elabora una propuesta concreta de aplicación para cada solución, con característica principal la innovación (sin registros de su aplicación). Con la propuesta inicial se elabora el desarrollo estratégico de la misma con el objetivo de definir las características de la aplicación, las problemáticas que aborda, los usuarios afectados, las funcionalidades necesarias, los costos asociados, entre otros. Para ello se utiliza la metodología de representación gráfica enfocada a modelos de negocio innovadores, *Lean Canvas*. Una vez establecidos los alcances de las aplicaciones a evaluar se avanza al proceso de simulación para cuantificar el impacto que generaría cada una de las soluciones. La metodología de implementación de-

pende de cada solución y se encuentra detallada en la siguiente sección. De igual forma, la metodología general detrás de la implementación de cada solución se encuentra descrita en el siguiente diagrama de flujo.

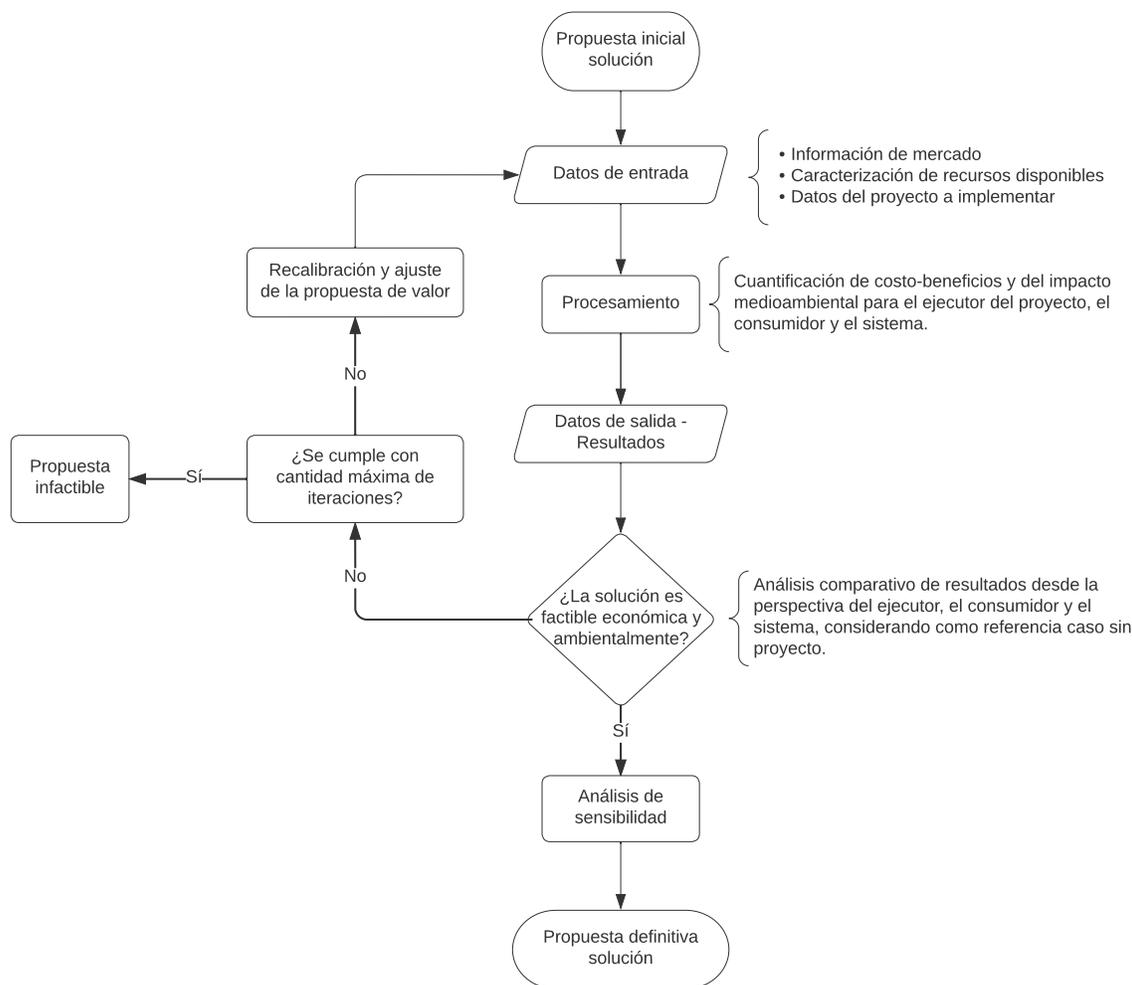


Figura 3.3: Metodología general para la simulación de las soluciones a cuantificar.

Tal como se observa en la figura, la propuesta inicial es ajustada si se encuentra que su implementación es contradictoria desde el punto de vista económico y medioambiental. La cantidad de iteraciones para ajustar la propuesta inicial se encuentra limitada. Si se agotan las opciones de ajuste y recalibración de la propuesta inicial, entonces se considera que se ha llegado al máximo de iteraciones posibles y, en consecuencia, la solución inicialmente propuesta no es factible de implementar.

Capítulo 4

Implementación

En este capítulo se establecen los aspectos asociados a la implementación de las simulaciones consideradas para la cuantificación de los efectos de las soluciones escogidas. Para ello, inicialmente se expone la metodología y los resultados de las entrevistas diseñadas con el objetivo de levantar las oportunidades existentes en nuestro país para el desarrollo de diferentes soluciones, y así jerarquizarlas para distinguir y desarrollar aquellas con mejores desempeños.

4.1. Jerarquización de soluciones que empoderan al consumidor de energía eléctrica

Para reconocer las principales oportunidades y barreras existentes en el mercado chileno para las diferentes soluciones bajo estudio se llevó a cabo un proceso de entrevistas a expertas y expertos del sector eléctrico. El levantamiento de información se materializó mediante entrevistas estructuradas de carácter confidencial. Las entrevistas fueron ejecutadas en formato *online* y presencial, dependiendo de la preferencia de la persona consultada. La tabla 4.1 presenta a las entidades participantes de estas entrevistas. Las entidades consultadas guardan relación directa en particular con los consumidores de energía eléctrica. Se destaca que las personas consultadas ocupan cargos directivos en la entidad a la que representan.

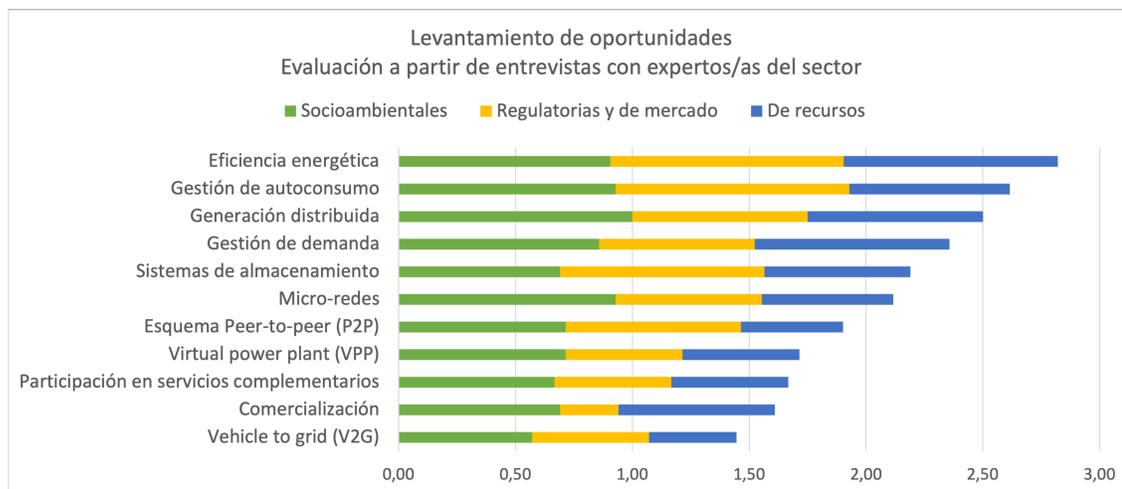
Tabla 4.1: Entidades participantes de proceso de entrevistas.

Tipo de entidad	Nombre de la entidad	Contador
Públicas	Comisión Nacional de Energía (CNE)	3
	Ministerio de Energía	
	Universidad de Chile (academia)	
Privadas	Asociación de Energía Solar (ACESOL)	5
	Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados (ACENOR)	
	Asociación Chilena de Comercializadores de Energía (ACEN)	
	Empresas Eléctricas AG	
	IESD (consultoría)	
Organizaciones sin fines de lucro	Agencia de Sostenibilidad Energética	3
	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE)	
Organizaciones autónomas de derecho público	Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)	

El detalle de las preguntas realizadas en cada entrevista se encuentra disponible en Anexo

Anexo A. Se puntúa la respuesta a cada pregunta y posteriormente se promedia los puntajes obtenidos por sección (oportunidades socioambientales, regulatorias y de mercado, o de recursos). En consecuencia el puntaje máximo de cada sección es 1. Los puntajes totales de cada sección se suman para obtener el puntaje general de evaluación de la solución, el cual puede ser como máximo 3. Al ordenar en orden creciente el puntaje general asignado a cada solución bajo estudio se obtiene la jerarquización final de las soluciones.

A continuación se exponen los resultados obtenidos a partir del proceso de entrevistas en cuestión. La figura 4.1 (a) presenta los resultados de forma gráfica y la figura 4.1 (b) muestra el detalle de los valores obtenidos para cada indicador.



(a)

Solución	Contador	Validación de condiciones mínimas	Levantamiento de oportunidades						Total	
			Socioambientales		Regulatorias y de mercado		De recursos		Prom	Desv. Est.
			Prom	Desv. Est.	Prom	Desv. Est.	Prom	Desv. Est.		
Eficiencia energética	3	Sí	0,90	0,16	1,00	0,00	0,92	0,14	2,82	0,16
Gestión de autoconsumo	2	Sí	0,93	0,10	1,00	0,00	0,69	0,09	2,62	0,01
Generación distribuida	3	Sí	1,00	0,00	0,75	0,00	0,75	0,00	2,50	0,00
Gestión de demanda	3	Sí	0,86	0,14	0,67	0,14	0,83	0,07	2,36	0,06
Sistemas de almacenamiento	2	Sí	0,69	0,03	0,88	0,18	0,63	0,00	2,19	0,14
Micro-redes	2	Sí	0,93	0,10	0,63	0,18	0,56	0,09	2,12	0,19
Esquema Peer-to-peer (P2P)	2	Sí	0,71	0,00	0,75	0,00	0,44	0,09	1,90	0,09
Virtual power plant (VPP)	1	Sí	0,71	0,00	0,50	0,00	0,50	0,00	1,71	0,00
Participación en servicios complementarios	3	Sí	0,67	0,16	0,50	0,00	0,50	0,13	1,67	0,08
Comercialización	2	Sí	0,69	0,03	0,25	0,00	0,67	0,06	1,61	0,03
Vehicle to grid (V2G)	2	Sí	0,57	0,20	0,50	0,35	0,38	0,00	1,45	0,15

(b)

Figura 4.1: Levantamiento de oportunidades.

Tal como se observa cada solución fue consultada entre dos a tres ocasiones, por lo que los resultados consideran un valor promedio para cada indicador y su desviación estándar. Es importante recordar que los cada indicador asociado al levantamiento de oportunidades (socioambientales, regulatorias y de mercado, o de recursos) puede tomar un valor entre 0 y 1, mientras que el resultado total constituye la suma simple entre los indicadores de cada levantamiento, por lo que puede alcanzar valores entre 0 y 3.

La variación máxima obtenida entre diferentes entrevistas para cada solución consultada es de 0,19, asociado a la solución micro-redes, y representa un 6,3% del valor alcanzable.

Considerando que la diferencia entre los valores totales promedios de las soluciones posee un mínimo de 0,05 y un máximo de 0,27, pequeñas variaciones entre las respuestas de las personas consultadas podría impactar en el resultado total. De igual manera, se considera que la herramienta efectivamente permite establecer referencias de las oportunidades existentes para diferentes soluciones a estudiar y jerarquizarlas entre sí. Asimismo, se establece una relación entre un bajo indicador de oportunidad y la existencia de una barrera para la implementación de la solución en el contexto bajo estudio.

El proceso de entrevistas tuvo diferentes resultados para los indicadores diseñados, lo que permite establecer un orden relativo entre las soluciones bajo estudio. Así, las cuatro soluciones con mejores oportunidades para ser implementadas en el sector eléctrico chileno son, respectivamente, eficiencia energética, gestión de autoconsumo, generación distribuida y gestión de demanda.

Entre los indicadores asociados a las cuatro soluciones mencionadas se encuentran los valores máximos de cada pilar de levantamiento de oportunidades: Generación distribuida alcanza el máximo puntaje en oportunidades socioambientales, Gestión de autoconsumo obtiene el máximo valor oportunidades regulatorias, al igual que Eficiencia energética, cuya solución además obtuvo el mejor puntaje en el pilar de oportunidades de mercado.

4.2. Solución 1: Eficiencia energética

4.2.1. Propuesta de implementación inicial de la solución

En 2007 comienza la obligatoriedad del etiquetado de electrodomésticos con el fin de informar al usuario sobre la eficiencia energética de algunos de los artefactos de mayor gasto energético dentro del hogar (iluminación, refrigeración, calefacción, cocción, lavado, entre otros). Entre 2013 y 2015, mediante resolución, el Ministerio de Energía prohíbe progresivamente la comercialización de ampolletas incandescentes en nuestro país, con el objetivo de promover la iluminación eficiente. Así, a principios del año 2021 se promulga la Ley de Eficiencia Energética (Ley 21.305), instrumento legal que permitirá articular los esfuerzos e iniciativas de eficiencia energética. La Ley establece que el Ministerio de Energía deberá elaborar un Plan Nacional de Eficiencia Energética cada 5 años.

Sin embargo, existe una brecha de información sobre las medidas de eficiencia energética que pueden ser tomadas en los hogares. En ese sentido el Plan Nacional de Eficiencia Energética considera acciones para la difusión de información ciudadana y potenciación del programa educativo en energía y sostenibilidad, tales como la elaboración de contenido en lenguaje sencillo, transversal e inclusivo, actividades de difusión y formación ciudadana, disponibilización de información en la web sobre el etiquetado de artefactos, entre otros. No obstante, el acceso a la información no se traduce necesariamente en la toma e implementación efectiva de las medidas de eficiencia energética, ni menos que estas sean correctamente utilizadas o ajustadas a las necesidades de cada usuario.

Este trabajo propone un sistema de recomendaciones personalizadas de eficiencia energética. La propuesta considera la entrega de medidas de eficiencia energética, en base a una lista de medidas entregada por el Ministerio de Energía y entidades afines, jerarquizándolas por

facilidad de implementación, inversión requerida, impacto en el consumo, entre otros. Adicionalmente, en el caso de medidas que consideren inversión por parte del usuario, se considera un sistema de agregación de consumidores dispuesto a invertir, de manera de viabilizar la compra a escala, alcanzando precios competitivos. De esta forma los usuarios del servicio serán considerados como opción privilegiada para la compra agregada de tecnología habilitante para medidas de eficiencia energética que requieran inversión. Asimismo, se considera un sistema de reventa de equipos viejos, dado el recambio tecnológico asociado a ciertas medidas de eficiencia energética. Las tablas 4.2 y 4.3 muestran un listado referencial de medidas a considerar para la implementación de la solución. La lista de medidas fue elaborada a partir de diferentes documentos y sitios asociados a iniciativas gubernamentales de eficiencia energética [50] [51] [52] [53] [54].

Tabla 4.2: Medidas de eficiencia energética en el hogar.

Espacio del hogar	Actividad	Medida de eficiencia energética	Tipo
Espacio del hogar	Aislación térmica	Mejora en aislación del techos y muros	Inversión
		Recambio de ventanas (termopanel en marco de PVC o madera)	Inversión
		Uso de cortinas gruesas	Inversión
		Sellar puertas y ventanas	Inversión
		Recambio sistema de calefacción	Inversión
		Mantenimiento periódica de sistema de calefacción	Inversión
		Cerrar ventanas y cortinas por la noche para evitar pérdidas de calor	Hábito
		Ventilación del hogar durante el día para disminuir humedad	Hábito
		Plantar árboles alrededor del hogar (casas o edificios)	Inversión
		No abrir ventanas si se mantiene sistema de climatización encendido	Hábito
Vivienda	Calefacción/climatización	No posicionar sistema de calefacción cerca de puertas o ventanas	Hábito
		No tapar radiadores con muebles o cortinas	Hábito
		En el caso de calefacción con termostato, no prender y apagar de manera recurrente	Hábito
		Evitar el uso de calefactores individuales	Consideración de compra
		Posicionar el calefactor sólo en los lugares que sea necesaria (no en zonas de tránsito)	Hábito
		No ajustar temperatura en aire acondicionado a una más baja de lo recomendado (24°C)	Hábito
		Abrir las cortinas durante el día y cerrarlas al anochecer, de manera la temperatura del hogar	Hábito
		En el caso de estufa móvil, rotar su ubicación para calentar en forma homogénea	Hábito
		Chequear instalación eléctrica interna	Hábito
		Instalar aireadores en las llaves de lavamanos, lavaplatos y ducha	Hábito
General	General	Al comprar un artefacto preferir aquellos con rendimiento A/A+/A++ en su etiqueta	Consideración de compra
		Compra artefactos del tamaño y potencia de acuerdo a las necesidades	Consideración de compra
Baño	Agua caliente sanitaria	Regula la temperatura del agua desde el calefón/caldera	Hábito
		Mantenimiento periódica de calefón/caldera	Acción implica costo
		Encendido/apagado de calefón con el uso (antiguos)	Hábito
		Lavar ropa con agua fría y carga completa	Hábito
Lavador de ropa	Lavador de ropa	Aprovechar el calor del sol para secar la ropa	Hábito
		Secado de ropa a carga completa	Hábito

Tabla 4.3: Medidas de eficiencia energética en el hogar (continuación)

Espacio del hogar	Actividad	Medida de eficiencia energética	Tipo
Cocina	Refrigeración	Ubicar el refrigerador en un lugar frío (alejado de fuentes de calor como cocina o calefón)	Hábito
		Revisar gomas puertas refrigerador	Hábito
		Reemplazo de refrigerador	Inversión
		No abrir refrigerador de manera innecesaria ni por un tiempo prolongado	Hábito
		Ajustar termostato (5°C en compartimiento principal y -18°C en el congelador)	Hábito
		Descongelar periódicamente el refrigerador para quitar escarcha	Hábito
		No introducir alimentos calientes en el refrigerador	Hábito
		Mantener limpia la parte trasera del refrigerador	Hábito
		Mantener el congelador lo más lleno posible para que los mismos alimentos congelados ayuden a conservar el frío	Hábito
		Cocinar con ollas tapadas	Hábito
Cocción alimentos	Cocción alimentos	Preferir ollas a presión para preparaciones de cocción lenta.	Hábito
		Uso de termo para almacenar agua caliente	Hábito
		Mantenimiento de cocina (quemadores y horno)	Inversión
		Cocción con llama justa (sin sobrepasar el fondo de las ollas)	Hábito
		En el caso de cocinas eléctricas, apagar unos minutos antes de finalizar la cocción para aprovechar calor residual	Hábito
Dormitorio/sala de estar	Iluminación	Recambio de ampolletas	Inversión
		Uso de luz natural para iluminar el hogar	Hábito
		Apagar luces y artefactos que no se estén utilizando	Hábito
		Limpieza de ampolletas	Hábito
		Pintar paredes y cielos con colores claros	Inversión
		Iluminación baja en áreas de desplazamiento	Hábito
		Instalar sensores de movimiento para luces en zonas de bajo flujo (bodegas, estacionamiento, entre otros)	Inversión
		Desenchufar artefactos eléctricos en desuso	Hábito
		Configurar computador en "función de ahorro" para apagar la pantalla si no se está utilizando	Hábito
		Preferir zapatillas eléctricas con interruptor para desconectar fácilmente artefactos sin utilizar.	Acción implica costo
Planchado	Planchado	Planchar todo de una vez (1 vez por semana por ejemplo)	Hábito
		Aprovechar el calor residual de la plancha desenchufada por algunos minutos	Hábito

Para un sistema más ajustado al contexto y a las necesidades energéticas del usuario, se considera incluir capacidad de monitoreo a través de un dispositivo de bajo costo, sin intervenir el medidor eléctrico original del hogar, capaz de medir periódicamente el consumo eléctrico del hogar y reportarlo a la nube. Todo esto con una política de privacidad de datos estricta, que garantice que el uso de datos no será con fines comerciales. Además, se considera la incorporación de modelos y técnicas para un manejo realmente confidencial de los datos de los usuarios, de manera de que su tratamiento sea despersonalizado. Con esta información se alimentan modelos energéticos capaces de desagregar el consumo energético en los electrodomésticos del hogar, lo que permite identificar aquellos artefactos con consumos más intensos, posibles anomalías y/o mejoras a implementar.

Con el objetivo de entregar información de fácil entendimiento, se considera el uso de notificaciones simples, con lenguaje claro y conceptos familiares. Asimismo, la propuesta contempla un menú inicial con principales noticias y avisos relativos a eficiencia energética y sostenibilidad.

4.2.2. Metodología

La figura 4.2 muestra el flujo de actividades asociadas a la propuesta de aplicación de la solución eficiencia energética.

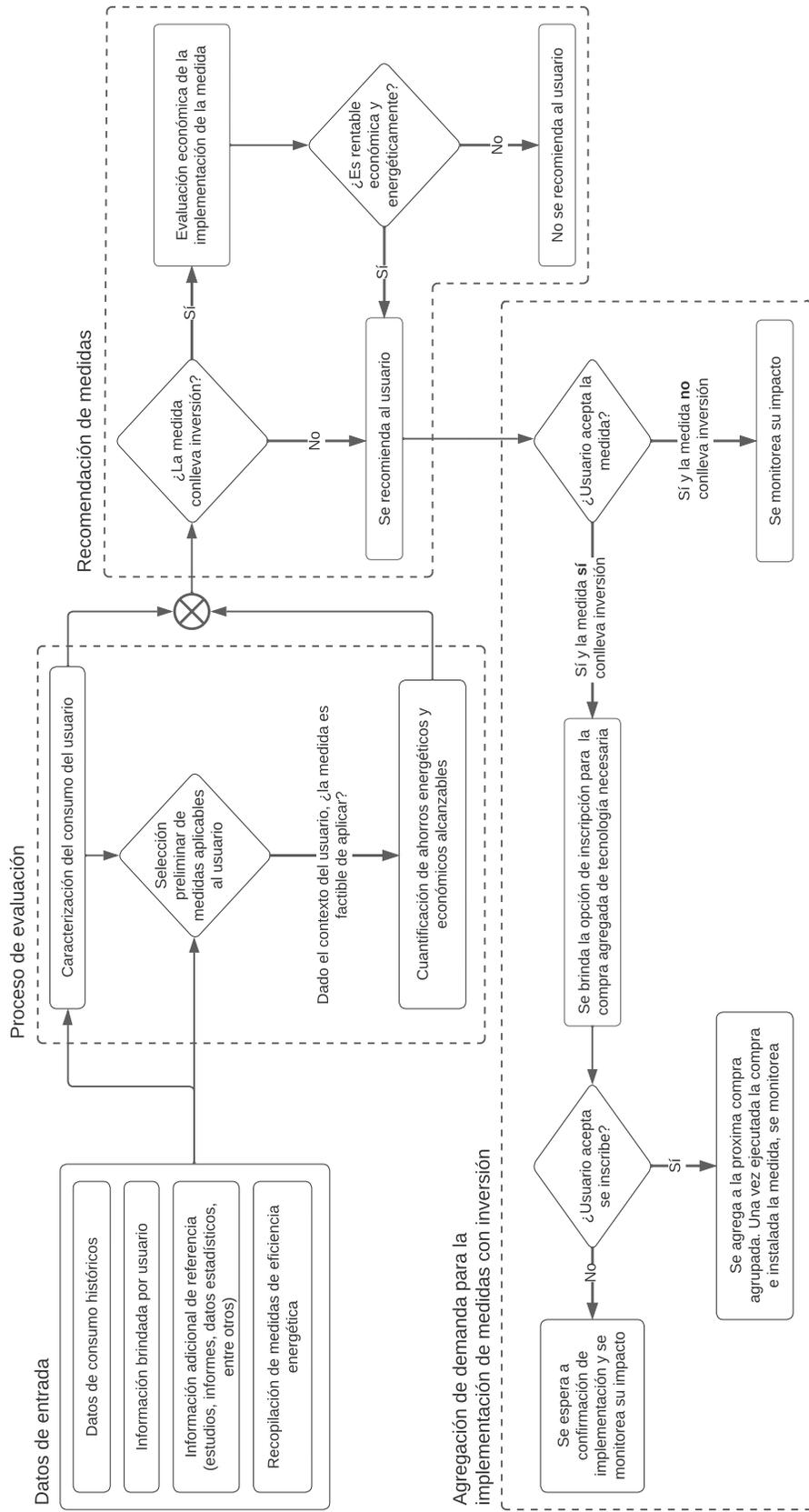


Figura 4.2: Diagrama de flujo metodología de aplicación de solución eficiencia energética.

De la figura se observa que la propuesta se divide en tres grandes procesos: (1) proceso de evaluación, (2) recomendación de medidas y (3) agregación de demanda para la implementación de medias con inversión. Para fines ejemplificadores este trabajo abordó la simulación de los procesos (1) y (2). Para ello se contactó a un consumidor residencial real y se le consultó la información relevante para la implementación (características estructurales de su hogar, hábitos de uso de electrodomésticos, preferencias, entre otros). La descripción en detalle de la información levantada se encuentra en la siguiente subsección.

4.2.3. Caso de estudio

Con el objetivo de ejemplificar el impacto que un usuario podría obtener producto de la implementación de diferentes medidas de eficiencia energética, se considerará un usuario residencial localizado en la comuna de Las Condes en la Región Metropolitana. Dado su tamaño, se trata de una instalación asociada a un cliente regulado y su tarifa es BT1. Se trata de un hogar con 5 habitantes, cuya vivienda posee una superficie útil de 200 $[m^2]$ y está construida con material sólido. Su fuente energética principal es la energía eléctrica y secundarias son la parafina (parcialmente para calefacción) y gas (para ACS y parcialmente para calefacción). En la figura 4.3 se muestra el consumo eléctrico de la vivienda durante el último año.

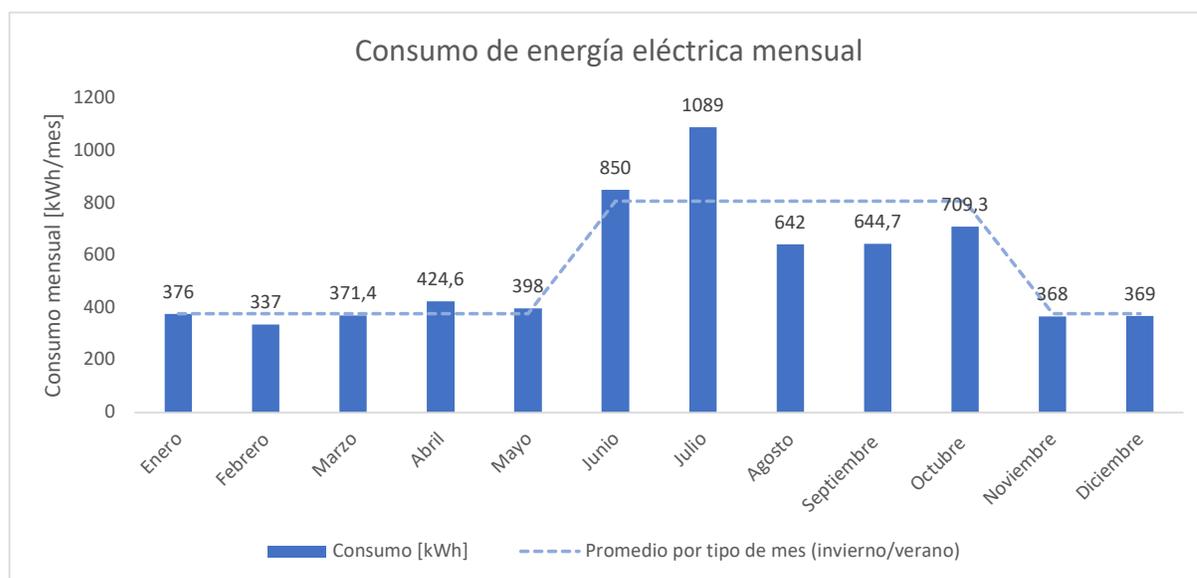


Figura 4.3: Perfil de consumo anual de consumidor bajo estudio solución eficiencia energética.

El usuario bajo estudio posee un consumo promedio mensual de 548,25 [kWh]. Tal como se observa en la figura el consumidor posee marcadas diferencias estacionales, lo que se explica pues en los meses de invierno (junio a octubre) utiliza artefactos eléctricos para caleccionarse. En ese sentido, se considera que el consumo promedio mensual en meses de verano es de 377,71 [kWh], mientras que el consumo promedio mensual en meses de invierno es de 806,43 [kWh].

4.2.4. Caracterización y balances energéticos, económicos y medioambientales

A partir de un levantamiento de información realizado directamente con el usuario se ha elaborado una caracterización del consumo eléctrico desagregándolo por uso. Además de la información brindada por el mismo usuario, se han calibrado los datos con valores de referencia entregados por el Informe final de usos de la energía de los hogares de Chile [6]. La tabla 4.4 presenta la distribución por uso del consumo eléctrico del usuario bajo estudio.

Tabla 4.4: Distribución del consumo eléctrico por uso consumidor residencial bajo estudio.

Artefacto	Potencia [kW]	Tiempo de uso [h/mes]		Cantidad	Energía [kWh/mes]		Distribución % referencial	Distribución % estimada	
		Verano	Invierno		Verano	Invierno		Verano	Invierno
Refrigerador	0,195	720,00	720,00	1	40,00	40,00	19,40 %	9,73 %	4,57 %
Iluminación	0,017	116,40	152,40	23,00	45,51	59,59	16,90 %	11,07 %	6,80 %
TV	0,14	60,00	60,00	5,00	42	42	16,30 %	10,22 %	4,79 %
Stand by	N/A	N/A	N/A	N/A	50,44	50,44	9,20 %	12,27 %	5,76 %
Secado ropa	3	14,10	16,71	1	42,31	50,13	6,20 %	10,30 %	5,72 %
Aspiradora	1,5	4,00	4,00	1	6	6	5 %	1,46 %	0,68 %
Calefactores/estufa	1,2	0,00	120,00	3	0	432	4,40 %	0,00 %	49,32 %
Hervidor	1,8	2,45	3,06	1	4,41	5,51	4 %	1,07 %	0,63 %
Otros	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2,80 %	0,00 %	0,00 %
Computador	0,022	195,00	195,00	3	12,87	12,87	2,10 %	3,13 %	1,47 %
Plancha	1,23	8,00	8,00	1	9,84	9,84	2,10 %	2,39 %	1,12 %
Lavado ropa	0,34	37,94	36,62	1	12,90	12,45	1,60 %	3,14 %	1,42 %
Microondas	0,8	2,48	2,62	1	1,98	2,10	1 %	0,48 %	0,24 %
Bomba piscina	0,8	120,00	120,00	1	96	96	0,70 %	23,36 %	10,96 %
Horno eléctrico	2,5	7,65	6,91	1	19,12	17,28	0,60 %	4,65 %	1,97 %
Cafetera	1,26	0,50	0,50	1	0,63	0,63	0,40 %	0,15 %	0,07 %
Consola videojuegos	0,25	6,00	6,00	1	1,5	1,5	0,10 %	0,37 %	0,17 %
Cocina	2,1	10,71	16,50	1	22,49	34,65	S/I	5,47 %	3,96 %
Cargador de teléfono	0,02	21	21	7	2,94	2,94	S/I	0,72 %	0,34 %

El tiempo de uso consideró preferencias del usuarios y estimaciones realizadas en el informe de referencia, es por ello que se utilizó una metodología similar para separar los tiempos de uso por temporada de verano o invierno. Cabe destacar que en este caso, dado el comportamiento del usuario, se consideraron los meses de noviembre a mayo como meses de verano y de junio a octubre como meses de invierno. La cantidad de ítems por artefacto fue establecido según lo informado por el usuario. La energía mensual consumida por cada artefacto sigue la siguiente ecuación.

$$E_i = P_i * t_i \quad (4.1)$$

donde P_i corresponde a la potencial del artefacto y t_i es el tiempo de uso al mes.

Además, la tabla presenta una distribución porcentual por uso estimada para este usuario en particular y diferenciada por estación, en contraste con la entregada en [6].

La implementación de la solución considera la aplicación de diferentes medidas de eficiencia energética, las cuales se presentan en la siguiente tabla.

Tal como se observa en la tabla, las medidas evaluadas son de hábito, por lo que no conllevan ninguna inversión o costo, y poseen beneficios inmediatos.

La cuantificación del impacto depende de cada medida de eficiencia energética. En el caso de la *Medida N°1: Ventilación del hogar durante el día para disminuir humedad* consideró como supuesto que con su aplicación es posible alcanzar entre un 5 y un 10 % de ahorro en

Tabla 4.5: Medidas de eficiencia energética implementadas en el caso de estudio.

Espacio del hogar	Actividad	Medida de eficiencia energética	Tipo
Vivienda	Calefacción/climatización	Ventilación del hogar durante el día para disminuir humedad	Hábito
Baño	Lavador de ropa	Aprovechar el calor del sol para secar la ropa	Hábito
Cocina	Cocción alimentos	En el caso de cocinas eléctricas, apagar unos minutos antes de finalizar la cocción para aprovechar calor residual	Hábito
Dormitorio/sala de estar	Iluminación	Iluminación baja en áreas de desplazamiento	Hábito
	Consumo "stand by"	Desenchufar artefactos eléctricos en desuso	Hábito

el consumo energético asociado a calefacción. En el caso de la *Medida N°2: Aprovechar el calor del sol para secar la ropa* se calcula el ahorro quitando la componente de secado del consumo eléctrico mensual. Para la *Medida N°3: En el caso de cocinas eléctricas, apagar unos minutos antes de finalizar la cocción para aprovechar calor residual* se consideró la reducción de un 20% en el tiempo de uso del artefacto cocina. La *Medida N°4: Iluminación baja en áreas de desplazamiento* consideró un rango de ahorro de entre el 10 al 20% en el consumo asociado a iluminación. Para la *Medida N°5: Desenchufar artefactos eléctricos en desuso* se consideró la reducción del 9,2% del consumo promedio anual. Así, el impacto agregado en el consumo energético resulta de la suma de los impactos desagregados recién expuestos. El balance financiero en consecuencia viene dado por la multiplicación entre el ahorro energético y la tarifa variable del usuario. La siguiente tabla muestra los valores considerados para la tarifa del usuario del caso de estudio, la cual ha sido construida a partir de la información entregada por la distribuidora.

Tabla 4.6: Tarifa usuario bajo estudio.

Tarifa		
Cargo variable	\$ 134,215	\$/kWh
Cargo sobre límite de invierno (553 kWh)	\$ 175,478	\$/kWh
Cargo fijo mensual	\$ 684,730	\$/mensual

Finalmente, el balance medioambiental viene dado por la multiplicación entre el ahorro energético mensual y el factor de emisión promedio del mes en cuestión, cuyo valor fue obtenido a partir de la información publicada en Energía Abierta. La tabla 4.7 muestra los valores de factor de emisión correspondiente a cada mes (entre abril de 2021 y marzo de 2022).

4.3. Solución 2: Generación distribuida

4.3.1. Propuesta de implementación inicial de la solución

La capacidad de la red y la disponibilidad de información sobre esta constituyen algunos de los desafíos existentes para el desarrollo de la generación distribuida en nuestro país, según las entrevistas realizadas en este trabajo. Esto se verifica al revisar la información pública disponible en las plataformas del sector, en las cuales es posible conocer en detalle información sobre el estado de la red a nivel de transmisión (flujos, medidas, información técnica, infraestructura, entre otros), mientras que escasea la misma a nivel de distribución.

Tabla 4.7: Factores de emisión promedio mensual Sistema Eléctrico Nacional.

Mes	Factor de emisión promedio mensual [kg CO_2]
Enero	0,3047
Febrero	0,3339
Marzo	0,3718
Abril	0,3263
Mayo	0,4188
Junio	0,3888
Julio	0,6046
Agosto	0,3856
Septiembre	0,3422
Octubre	0,3115
Noviembre	0,2760
Diciembre	0,3259

Sin embargo,, el acceso a la información de la capacidad de la red se encuentra restringido bajo petición expresa de un usuario a la empresa distribuidora que le corresponda.

La información sobre el estado de la red permitiría a los usuarios y desarrolladores conocer con anticipación la disponibilidad o no de capacidad en la red, así disminuir la brecha de acceso y reducir la gestión que deben ejecutar las empresas distribuidoras ante cada solicitud de información, considerando que en muchas ocasiones no se ejecutará ninguna acción siguiente. Esta información podría por ejemplo localizar eficientemente proyectos de generación distribuida, ya sean tipo *Netbilling* (hasta 300 [kW] de capacidad) o PMGD (hasta 9 [MW] de capacidad). De esta forma se podría disminuir la incertidumbre asociada a los costos requeridos dada la posible necesidad de adecuaciones, refuerzos o ampliaciones de la red de distribución. Asimismo, al encontrarse ya la información disponible, se reducen los costos administrativos en los que las empresas distribuidoras deben incurrir con cada solicitud. En consecuencia, se recomienda disponibilizar la información geolocalizada sobre la capacidad de la red, lo que puede materializarse como política pública más que como un servicio.

Dejando de lado la brecha de información antes mencionada, considerando la información disponible y aquella a la que se podría acceder por solicitud, se desarrolla una propuesta para implementar un sistema de localización de proyectos de generación distribuida, enfocado en clientes de gran tamaño (clientes libres). Se trata de un servicio para empresas generadoras cuyos clientes se encuentran asociados a barras de suministro que constantemente presentan desacoples de precio (costo marginal) y de aspectos técnicos (congestiones, saturaciones, entre otros). Se considera además que los proyectos de generación distribuida son trasladables a otros usuarios una vez que no existan condiciones perjudiciales en el costo por suministrar que deben incurrir cada empresa generadora con sus clientes. En ese sentido se considera que la tecnología más adaptable a las condiciones de la propuesta de solución es la solar fotovoltaica. Los proyectos de generación distribuida considerados son diseñados exclusivamente para autoconsumo sin inyección a la red, de manera de que sea de fácil y rápida implementación (los proyectos de este tipo solo deben declararse mediante Trámite Eléctrico 1 o TE1).

La empresa generadora es quien se hace cargo de la inversión del proyecto de generación distribuida, de esta forma se espera aprovechar sus propias economías de escala para la compra del hardware, la instalación y los *soft costs*. El usuario facilita el espacio (terreno o techo) y percibe ahorros producto de la disminución en el consumo neto (gracias a la generación local). Es importante recordar que esta propuesta considera el traslado del proyecto una vez que las condiciones de mercado dejan de ser desfavorables para el suministro del cliente donde se instalan, para así localizarse en un nuevo punto conflictivo para la empresa generadora. En ese sentido, se deben considerar que de los costos totales del proyectos algunos podrán ser transferibles de cliente en cliente donde se localice el proyecto, mientras que otros se deberán ejecutar cada vez que se instale el proyecto. La tabla 4.8 muestra los valores de referencia utilizado para cada componente de costo asociado al proyecto solar. Los valores incluidos fueron obtenidos a partir de [55], donde se expone el desglose detallado de los costos totales instalados de energía solar fotovoltaica a gran escala por país (*utility scale*).

Tabla 4.8: Costos totales desagregados de proyecto solar fotovoltaico instalado.

Tipo	Componente de costo	Costo [USD/kW]		
Trasladables / recuperables	Módulos	323,5	504,4	79 %
	Inversores	42,3		
	Monitoreo y control	7,3		
	Instalación mecánica	60,8		
	Instalación eléctrica	48,6		
	Diseño del sistema	21,9		
No trasladables / no recuperables	Cableado	64,1	130,4	21 %
	Permisos	0,5		
	Desinstalación	60,8		
	Transporte	5,0		
Total		634,8	100 %	

4.3.2. Metodología

Para la implementación de la solución generación distribuida se utiliza el procedimiento descrito en el siguiente diagrama de flujo.

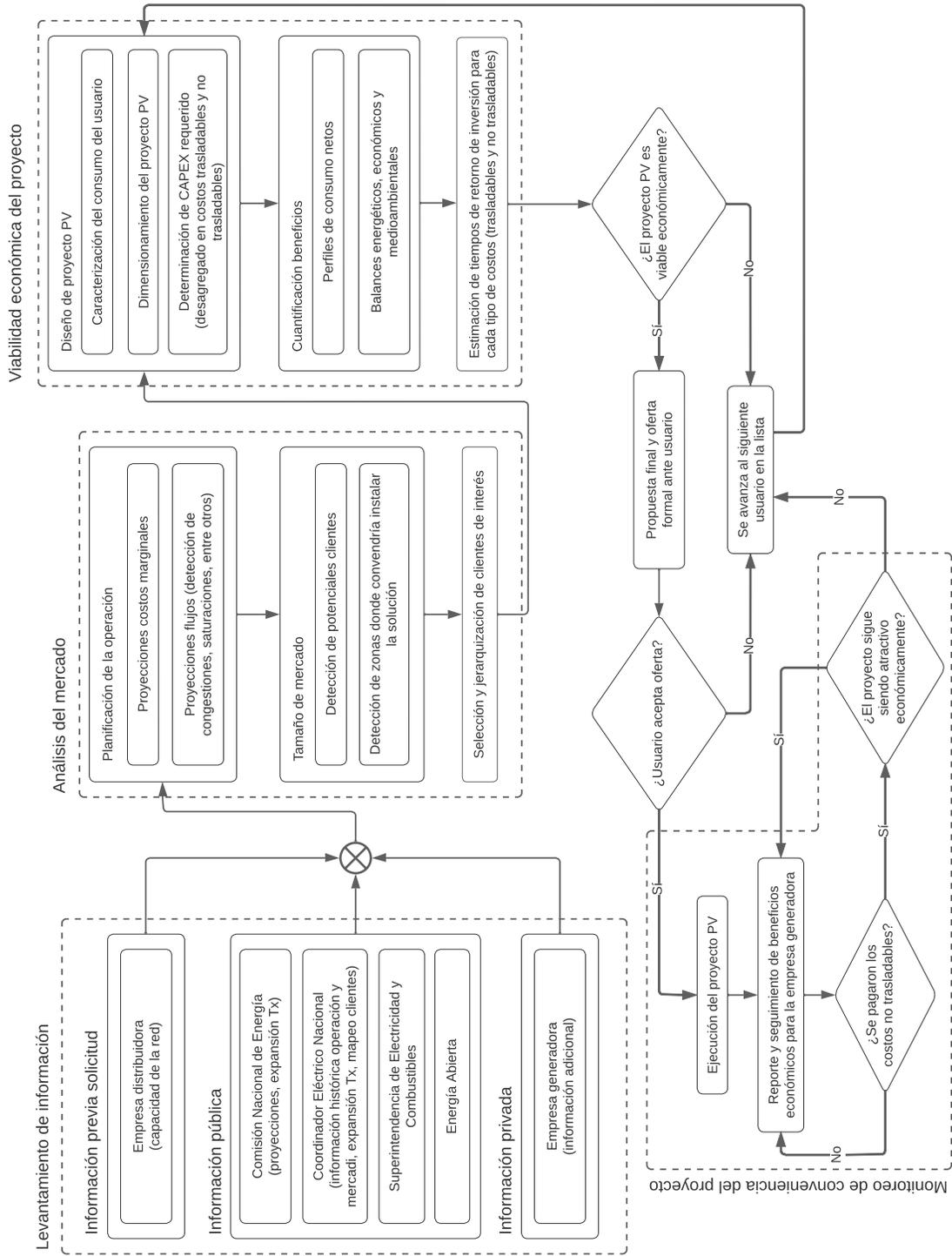


Figura 4.4: Diagrama de flujo metodología de aplicación de solución generación distribuida.

Con la información pública disponible (proyecciones, planes de expansión, información histórica, entre otros), información previa solicitud del estado de la red y la información privada que pueda entregar la empresa generadora, se realiza un análisis del potencial mercado para desarrollar instalación localizada de generación distribuida. Este análisis incluye un modelo de planificación de la operación (PLP) que determine así la proyección de costos marginales y flujos, de manera de reconocer las barras de suministro más costosas a suministrar. Esta información se cruza con el portafolio de la empresa generadora y se definen los potenciales clientes a los que podría ofrecerse la solución. Luego se analiza cliente por cliente la viabilidad económica del proyecto, gracias a la caracterización del consumo del usuario, dimensionamiento *a priori* del proyecto y la inversión requerida. Para proyectos que son instalados por primera vez se realiza el diseño y estudio de ingeniería asociado. Posteriormente se desarrolla la propuesta oficial a presentar al usuario y, en caso positivo, se ejecuta la instalación del proyecto y se comienza con el monitoreo del consumo, generación y ahorros.

4.3.3. Caso de estudio

Para el caso de estudio se consideró un cliente libre real localizado en la comuna de Pucón, cuya barra de suministro ante el Coordinador Eléctrico Nacional es Pucón 13 kV. Al tratarse de un consumidor libre, este usuario posee un contrato de suministro negociado directamente con una empresa suministradora, cuyo precio es negociado entre las partes. Durante el mes de abril este usuario consumió 116,786 [MWh]. La figura 4.5 muestra el perfil de consumo mensual obtenido durante el mes en cuestión y el perfil diario promedio del mismo periodo.

Asimismo, en la figura 4.6 se muestra gráficamente el costo de suministro y costos marginales en la barra de suministro. Cabe mencionar que el costo de suministro total durante el mes de abril para el cliente bajo estudio fue de \$18.261.635.

Cabe mencionar que la elección del usuario utilizó como criterio que la barra de suministro ha presentado consistentemente costos marginales desacoplados del sistema.

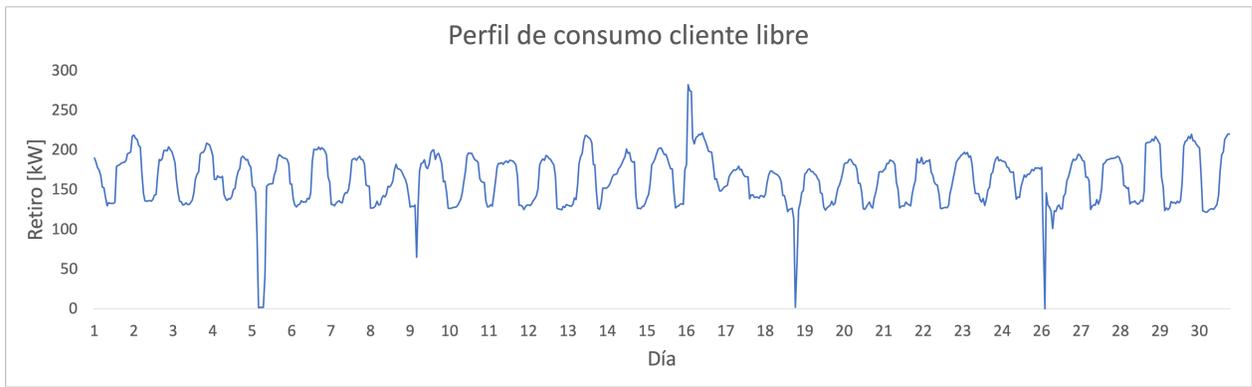
Para la implementación de la aplicación se utilizó un proyecto solar fotovoltaico de capacidad 300 [kWp]. El dimensionamiento realizado consideró el perfil de consumo en varios meses del año y la disponibilidad física en el techo de la instalación. De esta forma se escogió un tamaño adecuado para evitar el vertimiento de energía solar (puesto que se trata de un proyecto solo para autoconsumo, sin inyección). Considerando la desagregación de costos expuesta en el apartado anterior (Tabla 4.8), se muestran los costos de inversión trasladables y no trasladables asociados al proyecto fotovoltaico del caso de estudio.

4.3.4. Balances energéticos, económicos y medioambientales

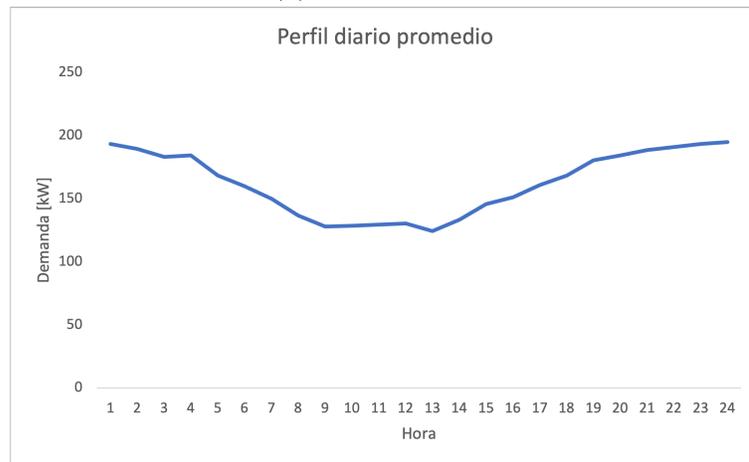
El balance energético resulta de la resta entre el consumo base del usuario durante el mes bajo estudio (P_{base}) y la generación solar estimada (P_{GD}) (mediante la herramienta Explorador Solar del Ministerio de Energía), obteniendo así el consumo energético neto (P_{neto}), tal como se muestra en la siguiente ecuación.

$$P_{neto}(t) = P_{base}(t) - P_{GD}(t) \quad (4.2)$$

El balance económico viene dado por el costo de suministro base (C_{base}), el que es calcu-



(a) Perfil mensual



(b) Perfil diario promedio

Figura 4.5: Perfil de consumo de consumidor bajo estudio solución generación distribuida.

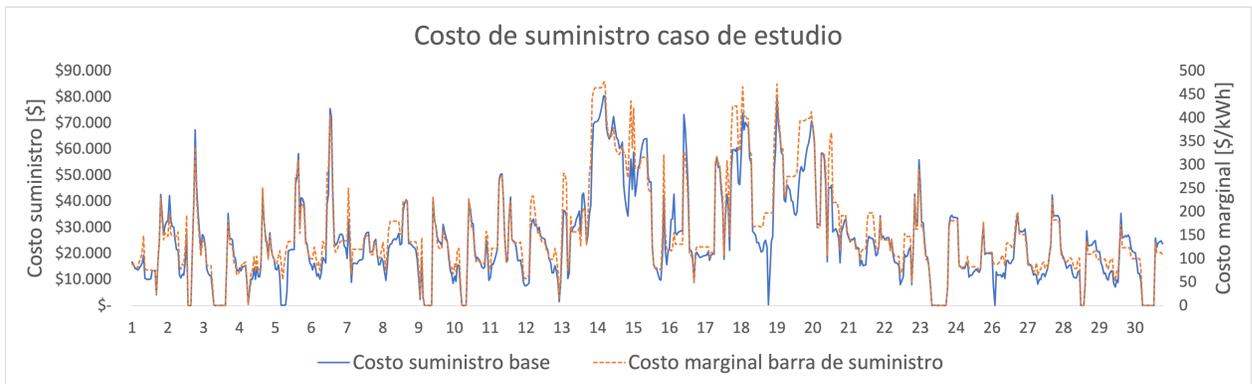


Figura 4.6: Costo de suministro horario y costo marginal en barra de suministro de cliente bajo estudio.

lado multiplicando hora a hora el costo marginal en la barra de suministro ($CMg(t)$) y el consumo base (P_{base}) y el costo de suministro neto (C_{neto}), calculado de la misma manera pero considerando el consumo neto (P_{neto}). En consecuencia, el ahorro en el costo de suministro

Tabla 4.9: Costos totales desagregados de proyecto solar fotovoltaico instalado caso de estudio.

Tipo	Componente de costo	Costo [USD]		
Trasladables / recuperables	Módulos	97.050	151.320	79 %
	Inversores	12.690		
	Monitoreo y control	2.190		
	Instalación mecánica	18.240		
	Instalación eléctrica	14.580		
	Diseño del sistema	6.570		
No trasladables / no recuperables	Cableado	19.230	39.120	21 %
	Permisos	150		
	Desinstalación	18.240		
	Transporte	1.500		
Total		190.440	100 %	

(A) viene dado por la resta entre los costos mencionados.

$$C_{base} = \sum_t P_{base}(t) * CMg(t) \quad (4.3)$$

$$C_{neto} = \sum_t P_{neto}(t) * CMg(t) \quad (4.4)$$

$$A = C_{base} - C_{neto} \quad (4.5)$$

Con el cálculo del ahorro se calcula el tiempo estimado de retorno de la inversión, dividiendo los costos trasladables y no trasladables por el potencial ahorro mensual.

Finalmente, el balance medioambiental viene dado por la diferencia en el consumo base y el nuevo consumo, es decir, la generación solar, multiplicada por el factor de emisión asociado a la barra de suministro.

$$E_{reducidas} = \sum_t P_{GD}(t) * FE(t) \quad (4.6)$$

El factor de emisión se obtiene a partir de la central marginal en la barra de suministro en cada hora, cuya tecnología asociada y combustible utilizado determina el factor de emisiones equivalente. Los valores de referencia de factor de emisión por tecnología se presentan en la siguiente tabla.

4.4. Solución 3: Gestión de autoconsumo

4.4.1. Propuesta de implementación inicial de la solución

El objetivo de la solución es maximizar los beneficios asociados a la generación de pequeña escala que usuarios instalan en sus dependencias con el objetivo de reducir sus gastos eléctricos y/o aportar medioambientalmente a través de un consumo de energía renovable. Para ello se propone un sistema de gestión energética que desplace el consumo energético del usuario a los instantes con mayor disponibilidad energética de su instalación de generación distribuida.

Tabla 4.10: Factores de emisión de centrales eléctricas por tecnología. Fuente: Red Eléctrica de España [1]

Tecnología	Emisiones CO2-eq (kg CO2 / kWh)
Central Térmica Ciclo Combinado (gasóleo)	0,60
Central Térmica Ciclo Combinado (gas natural)	0,41
Central Térmica de Carbón	1,05
Motores Diesel (gasoil, fuel, gas natural)	0,68
Central Térmica Vapor	0,90
Turbina de Gas (Gasóleo)	1,12
Turbina de Gas (Gas Natural)	0,84
Cogeneración	0,38

Este sistema de gestión considera la automatización de ciertas cargas residenciales, las cuales dadas sus características o usabilidad no constituyen un perjuicio evidente su uso desplazado en el tiempo.

Durante el diseño de la propuesta se reconoció que quienes poseen un mayor perjuicio por inyectar energía a la red en vez de consumirla son aquellos clientes bajo la Ley de Netbilling, es decir, clientes regulados con instalación de generación en base a energías renovables con capacidad máxima de 300 [kW]. Asimismo, según la estadística disponible en el portal Energía Abierta a julio del presente año, el 99,88 % de la cantidad de instalaciones inscritas son de tipo solar fotovoltaica, las que representan a su vez el 99,45 % de la capacidad total instalada. En ese sentido, se determina que la tecnología a trabajar es la solar fotovoltaica, lo que será considerado en los modelos energéticos a desarrollar (cuantificación del impacto de la solución). Además, existe una distribución territorial de la concentración de los proyectos solares fotovoltaicos, la cual se muestra en la tabla 4.11.

De la tabla anterior se observa que existe una alta concentración de instalaciones en la Región Metropolitana del país (31,4 %), en la Región de Atacama (16,5 %), Región del Maule (10,8 %) y Región de Valparaíso (10,4 %). En particular, la zona central de Chile concentra alrededor del 58,3 % de las instalaciones solares fotovoltaicas bajo la Ley de Netbilling, por lo que la solución podría implementarse principalmente en dicha zona.

A pesar de los enfoques mencionados anteriormente (clientes Netbilling con medios de generación solares fotovoltaicos y ubicados en la zona centro del país), es importante considerar que esta solución es aplicable a cualquier instalación de generación distribuida para autoconsumo (pudiendo aplicar proyectos no Netbilling), independiente de su tamaño, naturaleza de la carga, tipo de tecnología del medio de generación o ubicación geográfica del usuario.

En cuanto a la determinación de las cargas a gestionar, considerando la naturaleza del segmento de clientes, se elaboró una lista de cargas residenciales, clasificadas según su uso y con información de consumo de referencia. La Tabla 4.12 muestra la caracterización realizada para las principales cargas utilizadas a nivel residencial.

La totalidad de las cargas fueron clasificadas por dos atributos: su necesidad (básicas (CB) u opcionales (CO)) o por su potencial de gestión (asociado al uso). Las cargas son críticas

Tabla 4.11: Cantidad de instalaciones solares fotovoltaicas asociadas a la Ley de Netbilling por región.

Región	Cantidad de instalaciones
XV	131
I	54
II	185
III	2178
IV	312
V	1379
RM	4149
VI	736
VII	1430
VIII	917
IX	410
XIV	314
X	347
XI	58
XII	42
XVI	567

(CC) cuando dada su usabilidad no es posible gestionarlas, las cargas desplazables (D) son aquellas que pueden ser desplazadas a lo largo del día, sin perjuicio alguno para el electrodoméstico o para el usuario, las cargas son interrumpibles (I) si además de desplazables a lo largo del día pueden ser interrumpidas durante su operación, las cargas son no interrumpibles (NI) si a pesar de ser desplazables su operación debe ser continua una vez que son activadas, y las cargas son termostáticamente controlables (T) cuando poseen inercia térmica y su temperatura (offset) depende de la potencia consumida, pudiendo ser esta ajustable.

La información de las cargas típicas de un hogar permitirán caracterizar a los usuarios: a partir de la lista elaborada los usuarios podrán seleccionar cuáles son los electrodomésticos que estarían dispuestos a gestionar. Como debe existir cierta racionalidad en los horarios en los que se desplazará la energía, se les solicitará a los mismos usuarios que informen horarios de preferencia para el desplazamiento de sus cargas, de manera de ajustar la solución a sus necesidades y costumbres. La caracterización del usuario se completa con información histórica de su consumo eléctrico.

La caracterización del usuario constituirá la información de entrada para un modelo de cálculo que entrega una referencia de los ahorros económicos alcanzables y su disminución en la huella de carbono. También información sobre su perfil de consumo.

La implementación de la solución considerará varios casos de análisis, los que son enunciados a continuación:

- Escenario base (caso sin proyecto): no se considera ningún mecanismo de gestión energética.

Tabla 4.12: Caracterización de cargas residenciales.

		Cargas residenciales		
Tipo	Clasificación	Electrodoméstico	Potencia [W]	Energía [Wh]
CB	CC	Refrigerador	195	98
CB	CC - I	Módem – Router	10	10
CB	CC	Hervidor eléctrico	2000	2000
CB	D - NI	Plancha	1000	600
CB	CC	Televisor LCD	100	100
CB	CC	Caja de TV por cable	43	43
CB	CC	Luminarias LED	9	9
CB	CC - I	Notebook	60	60
CB	I	Ventilador Común	90	90
CB	CC	Cargador de teléfono	14	14
CB	D - NI	Lavadora	520	182
CO	CC	Computadora	300	250
CO	CC	Horno microondas	800	640
CO	CC	Equipo de sonido	100	100
CO	I - T	Aire acondicionado	1350	N/A
CO	I	Calefactor eléctrico	1200	1200
CO	I	Ventilador de Techo	60	60
CO	CC	Horno Eléctrico	1300	1300
CO	CC	Licuada	300	300
CO	CC	Secador de Pelo	500	400
CO	CC	Freezer	180	90
CO	D - NI	Aspiradora	750	675
CO	CC	Cafetera	900	720
CO	D - NI	Lavavajillas	1500	1050
CO	D - I	Secadora ropa	792	2613
CO	I - T	Calentador de agua (WH)	3000	N/A
CO	D - I	Auto eléctrico	3000	6500
CO	D - I	Bomba piscina	800	1600
CO	I - T	Bomba calor piscina	1200	N/A

- Con satisfacción: sistema de gestión energética que considera índices de satisfacción del usuario (caso relativo al modelo base utilizado como referencia).
- Sin satisfacción: sistema de gestión que no considera índices de satisfacción del usuario.
- Relevancia al precio: sistema de gestión que puramente minimiza los costos asociados al suministro eléctrico.
- Relevancia al medioambiente: sistema de gestión que solo minimiza el impacto medioambiental asociado al consumo eléctrico.
- Con sistema de almacenamiento: sistema de gestión energética que considera la imple-

mentación de un sistema de almacenamiento.

- Tarifa flexible: sistema de gestión energética con tarifas flexibles de consumo.
- Otros: combinaciones entre los casos mencionados anteriormente.

4.4.2. Metodología

Para la implementación de la solución gestión de autoconsumo se utiliza el procedimiento descrito en el siguiente diagrama de flujo.

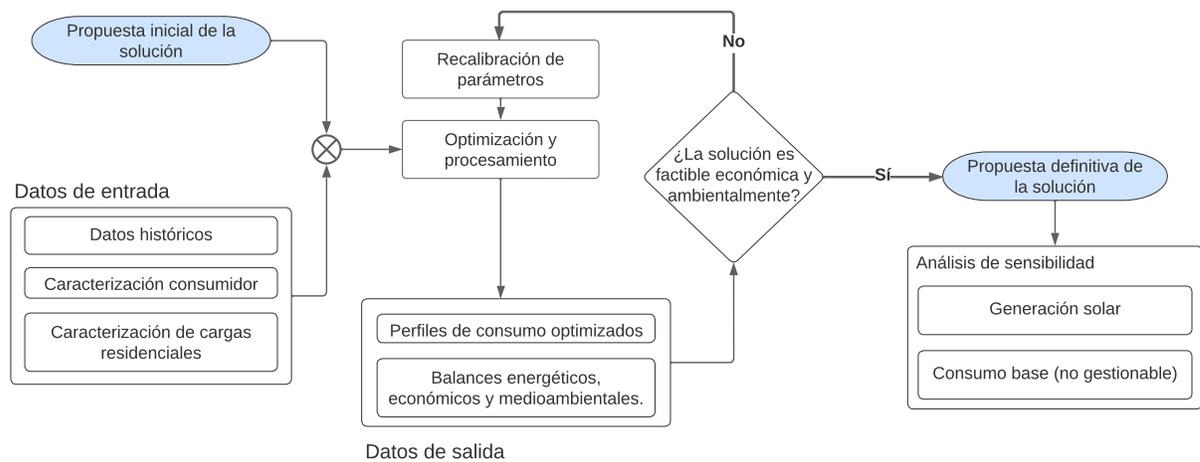


Figura 4.7: Diagrama de flujo metodología de aplicación de solución gestión de autoconsumo.

4.4.3. Caso de estudio

Se considera para el caso de estudio un consumidor residencial que posee un sistema de generación solar fotovoltaica conectado a la red de capacidad de 5 [kWp]. El consumidor se encuentra ubicado en la comuna Isla de Maipo, por lo que su empresa suministradora es Compañía General de Electricidad Distribución S.A. (CGE Distribución S.A.). Su tarifa es BT1, por lo que solo se le mide energía, y posee una capacidad conectada de 8.8 [kW] ante la empresa distribuidora. Sin embargo, no se cuenta con información sobre su perfil de consumo real con resolución horaria, sin embargo, se tiene la información histórica de sus consumos (balances mensuales) e inyecciones.

Para el análisis de la implementación de la solución se toma como referencia el mes de abril, durante el cual el usuario consumió alrededor de 746 [kWh] desde la red e inyectó 373 [kWh] de su generación (consumo total de 880 [kWh]). A partir del modelo de demanda CREST, se ha elaborado un perfil de consumo tipo, escalado al consumo del usuario real. La Tabla 4.13 muestra los electrodomésticos seleccionados por el usuario para ser gestionados y la preferencia de los bloques horarios para su uso.

Los valores asociados a la compra de energía de la red e inyección de excedentes a la misma fueron establecidos considerando la tarifa del usuario (BT1) y ubicación del mismo,

Tabla 4.13: Caracterización cargas gestionables caso de estudio.

Electrodoméstico	Potencia [kW]	Energía requerida [kWh]	Usabilidad			Temperatura [°C]		
			Intervalo de uso	Duración [h]	Ideal	Mínima	Máxima	
Lavadora	0,406	N/A	08:00	12:00	3	N/A	N/A	N/A
Secadora	0,792	2,6	08:00	15:00	N/A	N/A	N/A	N/A
Lavavajillas	1,131	N/A	08:00	20:00	2	N/A	N/A	N/A
Calentador piscina	1,2	N/A	12:00	15:00	N/A	28	24	32
Auto eléctrico	3	6,2	22:00	06:00	N/A	N/A	N/A	N/A
Bomba piscina	0,8	1,6	12:00	16:00	N/A	N/A	N/A	N/A
Bomba calor	3	N/A	N/A	N/A	N/A	48	42	53

obtenidos a través de la información entregada por la empresa distribuidora en el pliego tarifario publicado. Se considera un valor por unidad de energía consumida de \$144,028 (el cual comprende precio de la energía, transporte y cargo por servicio público) y un valor de \$87,436 por unidad de energía inyectada (asociado únicamente al cargo por energía de la tarifa del usuario). Dado que el cargo fijo mensual no depende de la energía consumida, su cobro no depende de la capacidad de gestión del usuario, por lo tanto no fue considerado en el análisis.

Adicionalmente, se consideró el análisis del desempeño de la solución ante la existencia de tarifas flexibles, como ejercicio ilustrativo adicional a la tarifa real del usuario. Las tarifas flexibles creadas son (1) reemplazando el cargo por energía por el costo marginal en la barra de suministro del usuario (barra Isla de Maipo) y (2) utilizando como referencia la antigua tarifa de suministro eléctrico flexible, la que definía tres tramos tarifarios, punta (lunes a viernes de 18:00 a 22:00 hrs. con recargo de un 30% sobre el precio de energía), día (lunes a viernes 08:00 a 18:00 hrs., fines de semana y festivos de 08:00 a 22:00 hrs. con precio de energía igual al indicado en la tarifa) y noche (lunes a viernes de 22:00 a 08:00 hrs. con descuento de un 30% sobre precio de energía). A modo de ejemplo, la figura 4.8 muestra el perfil de tarifas desarrolladas para el día 1 de evaluación. Cabe mencionar que tanto la tarifa real del usuario (BT1) como la tarifa flexible por tramos son replicadas de manera diaria, mientras que la tarifa flexible por costo marginal varía en cada hora del mes.

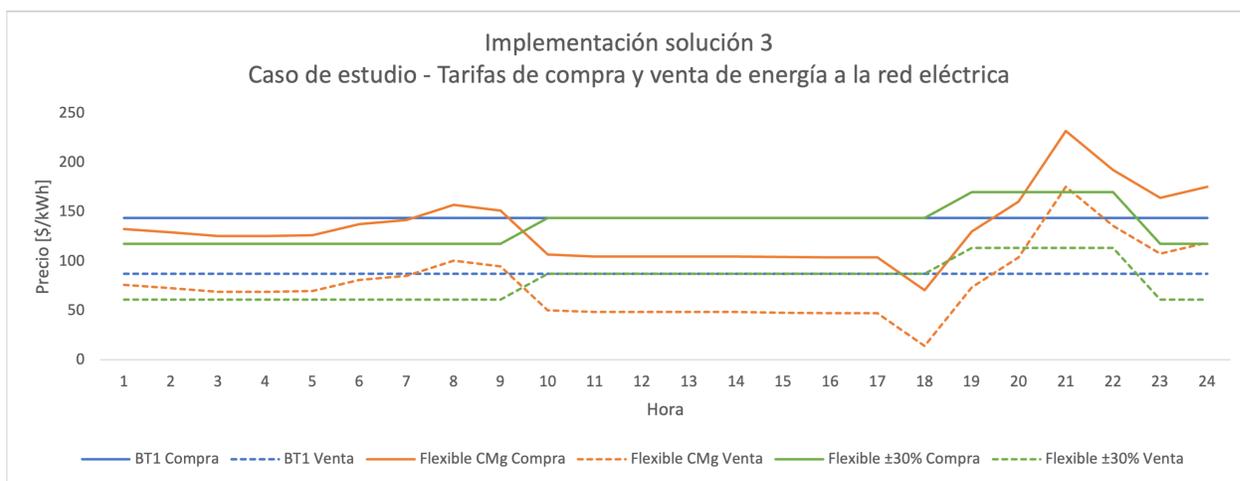


Figura 4.8: Tarifas consideradas en la implementación de la solución gestión de autoconsumo.

4.4.4. Balances energéticos, económicos y medioambientales

Problema de optimización

El sistema de gestión energética y en particular el cálculo del impacto de la implementación de la solución en el caso bajo estudio consideran un modelo de optimización que entrega un esquema de consumo eficiente para minimizar los costos de suministros y/o el impacto medioambiental por concepto eléctrico. El modelo de optimización desarrollado se basó en el implementado en [56], pero en este caso no se consideró la satisfacción del usuario como función a optimizar y se reemplazó dicho elemento por el impacto medioambiental asociado al consumo eléctrico. Además, se ajusta el balance energético separando el consumo entre consumo gestionable (relacionado con las cargas a gestionar) y no gestionable (asociado a las cargas sin capacidad de gestión).

El modelo de optimización utilizado considera dos elementos en su función objetivo, relacionados con los dos objetivos a optimizar, el costo de suministro (J_1) y el impacto medioambiental (J_2). A cada elemento se le asocia un ponderador que indica el peso asociado a cada uno. El ponderador ω_1 representa la relevancia que otorga el usuario a la minimización de costos, mientras que el ponderador ω_2 indica la relevancia que otorga el usuario a la minimización del impacto ambiental; ambos ponderadores son contraparte entre sí. La función objetivo y sus elementos:

$$\min \omega_1 \cdot J_1 + \omega_2 \cdot J_2 \quad (4.7)$$

$$\omega_1 + \omega_2 = 1, \quad \omega_1, \omega_2 \in [0, 1] \quad (4.8)$$

$$J_1 = \sum_{t \in \mathcal{T}} [\lambda_{compra}(t) \cdot P_{compra}(t) - \lambda_{venta}(t) \cdot P_{venta}(t)] \quad (4.9)$$

$$J_2 = \sum_{t \in \mathcal{T}} FE(t) \cdot P_{venta}(t) \quad (4.10)$$

donde λ_{compra} y λ_{venta} corresponden a los precios de compra de energía a la distribuida y de inyección de excedentes a la red, respectivamente; $P_{compra}(t)$ y P_{venta} son las potencias consumidas e inyectadas en cada hora, y FE corresponde al factor de emisión del sistema (en $kgCO_2/kWh$).

El sistema de generación fotovoltaico sigue la siguiente restricción que definen su funcionamiento.

$$P_{PV}^{uso}(t) + P_{PV}^{venta}(t) = P_{PV}(t) \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.11)$$

donde P_{PV}^{uso} , P_{PV}^{venta} y P_{PV} corresponden a las potencias por uso (consumo interno del usuario), venta (inyección de excedentes) y potencia neta generada por el sistema de generación, en cada hora.

El modelo de referencia utiliza tres categorías de cargas gestionables (coincidentes con clasificación de las cargas residenciales presentadas anteriormente), por lo que cada tipo de carga tiene sus restricciones asociadas.

Las cargas gestionables no interrumpibles (NI) consideran restricciones asociadas a su encendido/apagado en los bloques horarios definidos por el usuario (Ecuación 4.12); consumo de potencia corresponde a la potencia nominal en caso que se encuentre encendido (Ecuación

4.13); garantía de continuidad de operación de la carga, es decir, se asegura que una vez encendida la carga su uso no es interrumpido durante el tiempo requerido de operación (Ecuaciones 4.14 y 4.15).

$$P_i^{NI}(t) = 0 \quad u_i^{NI}(t) = 0 \quad \forall t \notin [T_{i_i}, T_{f_i}] \quad \forall i \in \mathcal{NI} \quad (4.12)$$

$$P_i^{NI}(t) = u_i^{NI}(t) \cdot Pr_i^{NI}(t) \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \forall i \in \mathcal{NI} \quad (4.13)$$

$$\sum_{t=j}^{j+Tr_i-1} u_i^{NI}(t) \geq T_{i_i} \cdot (u_i^{NI}(j) - u_i^{NI}(j-1)) \quad \forall j \in (T_{i_i}, T_{f_i} - Tr_i + 1] \quad \forall i \in \mathcal{NI} \quad (4.14)$$

$$\sum_{t=T_{i_i}}^{T_{f_i}} u_i^{NI}(t) = Tr_i \quad \forall i \in \mathcal{NI} \quad (4.15)$$

De las ecuaciones anteriores se definen P_i^{NI} como la potencia del consumo de la carga no interrumpible i en cada hora, u_i^{NI} la variable binaria que define el encendido/apagado de la carga, Pr_i^{NI} la potencia nominal de la carga, T_{i_i} y T_{f_i} los límites inferior y superior del intervalo de operación de cada carga i definido por el usuario, respectivamente y Tr_i el tiempo requerido de operación (duración) de la carga. Asimismo, se definen \mathcal{NI} como el conjunto de cargas no interrumpibles y \mathcal{T} el conjunto de horas bajo estudio.

De la misma forma, las cargas interrumpibles (I) consideran las restricciones asociadas a su funcionamiento en los bloques horarios que correspondan (Ecuación 4.16). Además, se consideran restricciones que aseguren que la cantidad de energía total consumida (en los diferentes bloques, considerando su naturaleza interrumpible) es la efectivamente requerida (Ecuación 4.17) y que no se transgreden los límites de potencia nominal (Ecuación 4.18).

$$P_i^I(t) = 0 \quad \forall t \notin [T_{i_i}, T_{f_i}] \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (4.16)$$

$$\sum_{t=T_{i_i}}^{T_{f_i}} P_i^I(t) \geq E_i^I \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (4.17)$$

$$0 \leq P_i^I(t) \leq Pr_i^I(t) \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (4.18)$$

donde P_i^I corresponde a la potencia del consumo de la carga interrumpible i en cada hora, u_i^I la variable binaria que define el encendido/apagado de la carga, Pr_i^I la potencia nominal de la carga, E_i^I la energía necesaria, T_{i_i} y T_{f_i} los límites inferior y superior del intervalo de operación de cada carga i definido por el usuario, respectivamente.

Por su parte, la modelación de las cargas termostáticamente controlables (T) considera dos tipos de cargas: aire acondicionado (AC) y calentador de agua (WH), cada una con su conjunto de restricciones asociadas. Ambas cargas consideran restricciones que limitan su potencia consumida a la nominal (Ecuación 4.19) y la temperatura de operación (Ecuación 4.20)

$$0 \leq P_i^T(t) \leq Pr_i^T(t) \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \forall i \in \mathcal{T} - \mathcal{AC}/\mathcal{WH} \quad (4.19)$$

$$\theta_i^{inf} \leq \theta_i(t) \leq \theta_i^{sup} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \forall i \in \mathcal{T} - \mathcal{AC}/\mathcal{WH} \quad (4.20)$$

donde P_i^T es la potencia del consumo de la carga termostática i en cada hora, Pr_i^I la potencia nominal de la carga, θ_i la temperatura de operación de la carga, θ_i^{inf} y θ_i^{sup} los límites inferior y superior del intervalo de temperaturas de cada carga i , respectivamente.

Adicionalmente, el control de la temperatura se encuentra modelado según el tipo de carga termostática a gestionar. En el caso de cargas tipo aire acondicionado (AC) la restricción asociada describe la evolución de la temperatura en el interior de las instalaciones del usuario a partir de la potencia consumida y la temperatura exterior.

$$\theta_i(t) = \theta_i(t-1) + \eta \cdot (\theta_{out}(t) - \theta_i(t-1)) + \gamma \cdot P_i^{T-AC}(t) \quad \forall t \geq 1, \forall t \in \mathcal{T}, \forall i \in \mathcal{T} - \mathcal{AC} \quad (4.21)$$

donde $\theta_{out}(t)$ corresponde a la temperatura ambiente exterior en cada hora, η y γ son coeficientes que indican la condición térmica que rodea a la carga.

En el caso de cargas tipo calentadores de agua (WH) se consideran las siguientes restricciones de control de temperatura,

$$\sum_{k=1}^t P_i^{T-WH}(k) \geq \sum_{k=1}^t \rho_{WH}(t) \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall i \in \mathcal{T} - \mathcal{WH} \quad (4.22)$$

$$\rho_{WH}(t) = \lambda \cdot m(t) \cdot c_w \cdot (\theta_i(t) - \theta_i^{cold}) \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall i \in \mathcal{T} - \mathcal{WH} \quad (4.23)$$

$$\sum_{k=1}^t P_i^{T-WH}(k) \leq \lambda \cdot M \cdot c_w \cdot (\theta_i - \theta_i^{cold}) + \sum_{k=1}^t \rho_{wh}(t) \quad \forall t \in \mathcal{T}, \forall i \in \mathcal{T} - \mathcal{WH} \quad (4.24)$$

donde ρ_{wh} corresponde a la demanda de agua caliente del usuario en cada hora, $m(t)$ es la masa de agua en cada hora, c_w corresponde al calor específico del agua, M corresponde a la capacidad máxima de masa de agua a contener y θ_i^{cold} es la temperatura del agua fría de entrada.

El problema de optimización también considera la posibilidad de incluir un sistema de almacenamiento en el análisis. A continuación se presentan las restricciones asociadas a este elemento, las que son respectivamente restricción asociada a la descarga del sistema de almacenamiento, a través del consumo del usuario o la venta a la red (Ecuación 4.25); límites de carga y descarga óptimos (Ecuación 4.26); y el estado de carga del sistema de almacenamiento, considerando el acople temporal en su uso (Ecuaciones 4.27, 4.28, 4.29 y 4.30).

$$P_{ESS}^{uso}(t) + P_{ESS}^{venta}(t) = \eta_{ESS}^d \cdot P_{ESS}^d(t) \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.25)$$

$$0 \leq P_{ESS}^c \leq R_{ESS}^c \cdot \mu_{ESS}(t) \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.26)$$

$$0 \leq P_{ESS}^d \leq R_{ESS}^d \cdot (1 - \mu_{ESS}(t)) \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.27)$$

$$S_{ESS}(t) = S_{ESS}(t-1) + \eta_{ESS}^c \cdot P_{ESS}^c - \eta_{ESS}^d \cdot P_{ESS}^d \quad \forall t \geq 1, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.28)$$

$$S_{ESS}(t) = S_{ESS}^{ini} \quad \text{if } t = 1 \quad (4.29)$$

$$S_{ESS}^{min} \leq S_{ESS}(t) \leq S_{ESS}^{max} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.30)$$

donde $P_{ESS}^{uso}(t)$, $P_{ESS}^{venta}(t)$, P_{ESS}^c y P_{ESS}^d son las potencias por uso (consumo interno), venta (inyección), carga y descarga del sistema de almacenamiento, η_{ESS}^c y η_{ESS}^d corresponden a las eficiencias de carga y descarga, respectivamente, μ_{ESS} es una variable binaria que indica la carga (1) o descarga (0) del sistema de almacenamiento, R_{ESS}^c y R_{ESS}^d corresponden a las tasas máximas de carga y descarga, respectivamente, S_{ESS} , S_{ESS}^{ini} , S_{ESS}^{min} y S_{ESS}^{max} son el estado de carga en cada instante, el estado de carga inicial, el estado de carga mínimo y máximo permitido, respectivamente.

Los flujos de energía con la red vienen dados por la capacidad de inyección a partir de la generación solar o el sistema de almacenamiento (Ecuación 4.31) y el balance energético neto en cada hora (Ecuación 4.32). Adicionalmente, se consideran restricciones que limiten la dirección del flujo de energía entre la red y el usuario, es decir, que no sea posible consumir e inyectar energía en el mismo instante de tiempo (Ecuaciones 4.33 y 4.34). Finalmente, se agregan restricciones que limitan el consumo e inyección de energía según la potencia conectada por el usuario ante la distribuidora (Ecuaciones 4.35 y 4.36).

$$P_{venta}^{PV}(t) + P_{venta}^{ESS}(t) = P_{venta}(t) \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.31)$$

$$P_{compra}(t) + P_{uso}^{ESS}(t) + P_{uso}^{PV}(t) = P_{ESS}^c(t) + P_{base}(t) + \sum_{i \in \mathcal{I}, \mathcal{NI}, \mathcal{T}} P_i^{I, \mathcal{NI}, \mathcal{T}}(t) \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.32)$$

$$P_{compra}(t) \leq N_1 \cdot \mu_{red}(t) \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.33)$$

$$P_{venta}(t) \leq N_2 \cdot (1 - \mu_{red}(t)) \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.34)$$

$$P_{compra}(t) \leq D_{max} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.35)$$

$$P_{venta}(t) \leq D_{max} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.36)$$

donde P_{venta} corresponde a la inyección neta de la instalación en cada hora, $P_{base}(t)$ es la potencia del consumo base (no gestionable), N_1 y N_2 valores lo suficientemente grandes para no limitar el flujo de energía, μ_{red} variable binaria que determina si se encuentra consumiendo (1) o inyectando (0) energía a la red.

Cálculos de balances energéticos, económicos y medioambientales

Con los resultados del problema de optimización para cada caso de análisis se realiza el cálculo del balance energético, económico y medioambiental neto mensual. El balance energético corresponde a la suma simple de las compras y ventas de energía a la red. El balance económico corresponde a la multiplicación de la tarifa de compra y venta con la cantidad de energía consumida o vendida, respectivamente. El balance medioambiental viene dado por la multiplicación entre la energía consumida desde la red y el factor de emisión de la central marginal en la hora en cuestión, cuyo valor es el mismo considerado por tecnología correspondiente a la central marginal en la barra de suministro expuesto en 4.10.

El problema de optimización fue implementado en el *software* de optimización FICO Xpress, mientras que el análisis y procesamiento de los datos fue realizado en Microsoft Excel.

4.5. Solución 4: Gestión de demanda

4.5.1. Propuesta de implementación inicial de la solución

Para la implementación de la solución se analizan los efectos generados en un cliente libre del sistema, seleccionado desde el balance energético entregado por el Coordinador Eléctrico nacional. Se considera que este consumidor podrá ejecutar su gestión energética a través de dos mecanismos:

- Cronograma de gestión fijo: Establece horas en las que el usuario se comprometerá a reducir su consumo eléctrico en un porcentaje dado, el cual será desplazado a otras horas también previamente definidas. Los bloques horarios diarios y el porcentaje del consumo definidos para la gestión son fijos.
- Cronograma de gestión flexible: Establece un perfil de consumo a alcanzar por el usuario. Se trata de un perfil donde todas las horas del día son candidatas a ser gestionadas y la profundidad (porcentaje del consumo) de gestión será resultado de un proceso de optimización. En consecuencia, tanto los bloques horarios como el porcentaje de consumo serán variables.

En ambos casos se considera un pago por cada unidad de energía desplazada.

4.5.2. Metodología

Para la implementación de la solución Gestión de demanda se utiliza el procedimiento descrito en el siguiente diagrama de flujo.

Inicialmente se genera una propuesta de cómo se implementaría la solución gestión de demanda dentro del mercado eléctrico chileno, considerando el contexto nacional (regulatorio, normativo, legal y funcional) y los resultados obtenidos de las entrevistas realizadas, donde se lograron reconocer barreras y oportunidades para la solución. Esta propuesta inicial servirá como guía para la implementación de la solución en un caso práctico. El objetivo de la implementación es evaluar el impacto económico y medioambiental que podría implicar la solución propuesta. Es por ello que se la recopila información histórica y caracteriza el caso de estudio.

Con la información mencionada se determina los escenarios base y aquellos que conlleven la aplicación de la solución. El caso base corresponde al escenario sin proyecto, por lo que constituye la referencia en los cálculos realizados. Una vez cuantificados los escenarios con proyectos, se analizan los resultados obtenidos en particular de los balances energéticos, económicos y medioambientales. En la medida que se cuantifican los efectos, es posible reconocer ciertos puntos de la propuesta inicial que se deben explicitar, quitar o detallar. Si los resultados son positivos, es decir, existe un impacto económico y medioambiental beneficioso

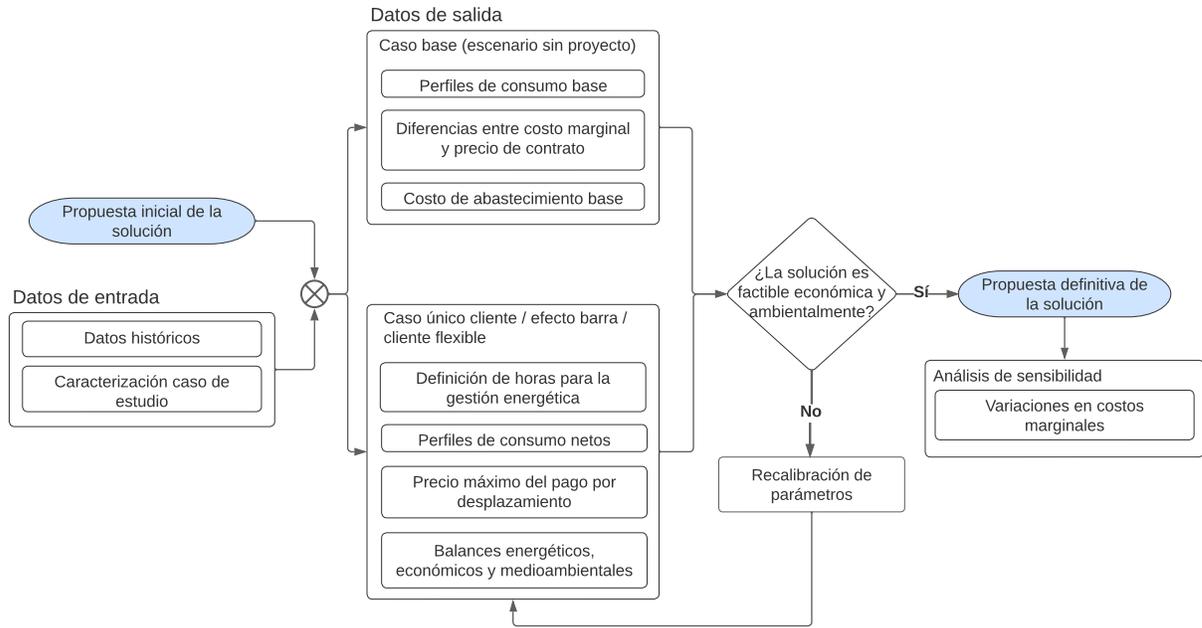


Figura 4.9: Diagrama de flujo metodología de aplicación de solución gestión de demanda.

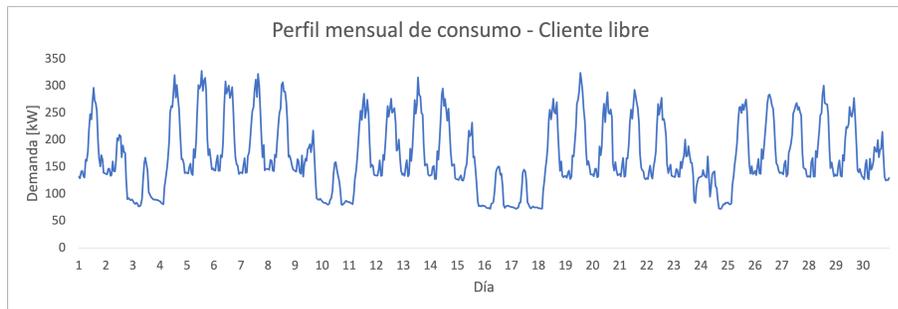
para los segmentos de clientes reconocidos, entonces se integran las observaciones sobre la propuesta de solución y se establece una versión definitiva. Sobre esta última es que se realizan los análisis de sensibilidad. En caso que los resultados obtenidos no fuesen económica y ambientalmente positivos, respecto al escenario sin proyecto, entonces se ajusta la solución, recalibrando parámetros como el porcentaje de consumo a gestionar en cada hora.

4.5.3. Caso de estudio

Se considera para el caso de estudio un consumidor de gran tamaño, establecido como cliente libre ante el mercado eléctrico, por lo que mantiene un contrato de suministro con una empresa generadora, cuyo precio es negociado directamente entre las partes. Este consumidor se encuentra conectado en baja tensión a la red de distribución y su barra de suministro es Lo Boza 13 [kV], ubicada en la comuna de Renca en la Región Metropolitana. Durante el mes de abril el consumidor alcanzó un consumo mensual de 121,637 [MWh]. Las figuras 4.10 muestran el perfil mensual de consumo del cliente bajo estudio y su perfil diario promedio. El perfil de consumo fue obtenido a partir de los balances energéticos publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional.

La figura 4.11 muestra el costo marginal en la barra Lo Boza 13 [kV], es decir, la exposición de la empresa suministradora al precio de la energía, específicamente en la barra bajo estudio.

Adicionalmente, se evalúa el efecto que podría tener la participación de todos los clientes libres con contrato vigente con la misma empresa suministradora del consumidor presentado inicialmente, conectados a la misma barra de suministro (Lo Boza 13 [kV]). A partir de la información entregada por el Balance Energético realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional se considera un total de tres clientes libres con un consumo agregado mensual de



(a) Perfil mensual



(b) Perfil diario promedio

Figura 4.10: Perfil de consumo de consumidor bajo estudio solución gestión de demanda.

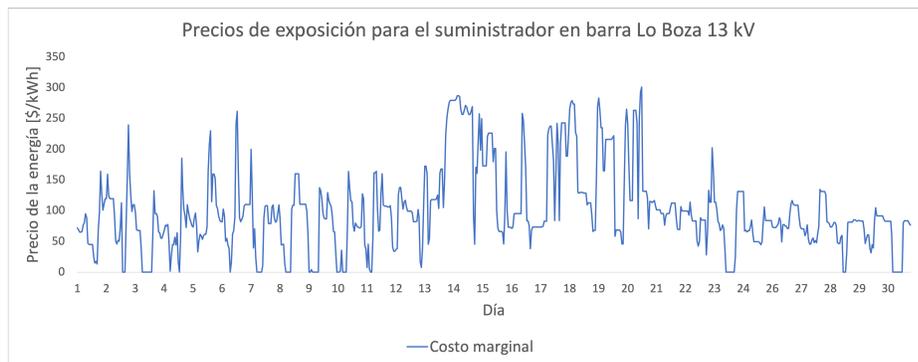


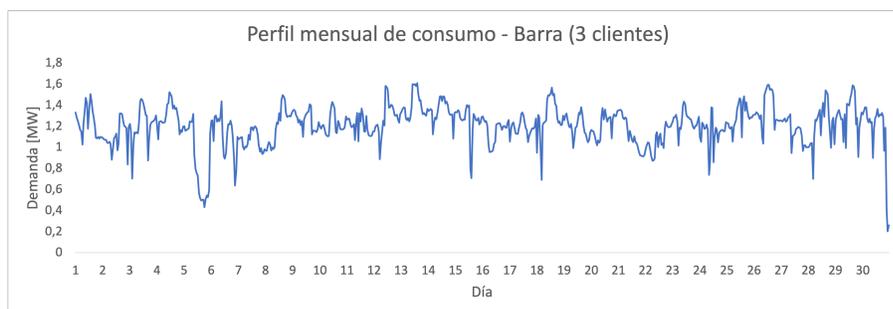
Figura 4.11: Exposición a precios del mercado spot por parte de empresa suministradora.

867,214 [MWh]. Las figuras 4.12 muestran el perfil mensual de consumo agregado de los consumidores en cuestión y su perfil diario promedio.

Cabe mencionar que la desviación estándar del perfil mensual del consumidor único es de 63,34 [kWh] lo que representa el 0,05 % del consumo total. Por otro lado, la desviación estándar del perfil agregado de los tres consumidores conectados a la misma barra es de 0,188 [MWh], equivalente al 0,02 % del consumo total.

Los cronogramas de gestión a implementar se describen a continuación:

- Cronograma de gestión fijo: se analiza los casos donde el consumidor disminuye su consumo durante las 2, 3 y 6 horas del día con mayores costos marginales en la barra de suministro. La gestión energética ejecutada será del 40 % del consumo de cada hora. Los horarios considerados para la gestión son expuestos en la siguiente tabla.



(a) Perfil mensual



(b) Perfil diario promedio

Figura 4.12: Perfil de consumo agregado de consumidores conectados a barra Lo Boza 13 [kV].

Tabla 4.14: Bloques horarios del cronograma de gestión fijo.

Programa de gestión	Bloques horarios	
	Disminución consumo	Aumento consumo
DSM 2 horas	19:00 a 21:00 hrs.	12:00 a 14:00 hrs.
DSM 3 horas	19:00 a 22:00 hrs.	12:00 a 15:00 hrs.
DSM 6 horas	19:00 a 01:00 hrs.	12:00 a 18:00 hrs.

- Cronograma de gestión flexible: se analizan cuatro casos de gestión flexible optimizada, dados por (1) gestión energética en horas razonables, no siendo posible ejecutar cambios en el consumo energético durante la noche (entre las 00:00 y las 07:00 hrs.); (2) gestión energética limitada al 40 % del consumo energético de cada hora; (3) gestión energética flexible, sin restricción horaria ni en la profundidad de la gestión; y (4) gestión energética utilizando el mismo perfil diario replicado para cada día del mes bajo análisis. En los casos 1, 2 y 3 se considera que solo se desplaza consumo durante el día, es decir, se mantiene el consumo diario inicial (perfil base). En el caso 4 se posibilita el desplazamiento del consumo entre días, respetando el consumo energético mensual.

Como ejercicio ilustrativo, se considera la evaluación económica de implementar un sistema de almacenamiento que sea la responsable de ejecutar la gestión energética, de manera de que el consumidor no sea quien tenga que realizar cambios en su operación. El sistema de almacenamiento considerado es una batería de ion-litio, cuyos valores de inversión de capital (CAPEX) son 150, 200 y 250 [USD/kWh] para el costo energético y 459 [USD/kW] para el costo de potencia; se desprecia el costo de operación del sistema de almacenamiento

(OPEX). En la evaluación económica solo se consideran los ahorros alcanzados por energía, no se considera los beneficios que podrían alcanzarse en los pagos relacionados con la potencia. Finalmente, se considera el tamaño de la batería ajustado a la capacidad según valor unitario.

4.5.4. Balances energéticos, económicos y medioambientales

El balance energético se calcula como la diferencia entre el retiro posterior a la gestión energética ($P_{DSM}(d, t)$) y el retiro base para cada hora ($P_{base}(d, t)$), lo que resulta la gestión energética equivalente ($DSM(d, t)$). $DSM(d, t)$ toma valores positivos cuando existe un aumento en el consumo y negativos cuando hay una disminución del mismo.

$$DSM(d, t) = P_{DSM}(d, t) - P_{base}(d, t) \quad (4.37)$$

Para el balance económico se considera el costo de abastecimiento inicial (CT_{base}), es decir, sin la implementación de la gestión energética, el costo de abastecimiento posterior a la gestión (CT_{DSM}), los ahorros alcanzados (A), el pago por desplazamiento total para el consumidor (R), considerando un pago r por cada kWh desplazado, y el margen alcanzado posterior al reparto de beneficios entre el consumidor y la empresa generadora (M).

$$CT_{base} = \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} P_{base}(d, t) * CMg(d, t) \quad (4.38)$$

$$CT_{DSM} = \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} P_{DSM}(d, t) * CMg(d, t) \quad (4.39)$$

$$A = CT_{DSM} - CT_{base} = \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} DSM(d, t) * CMg(d, t) \quad (4.40)$$

$$R = \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} DSM(d, t) * r \quad \text{si } DSM(d, t) < 0 \quad (4.41)$$

$$M = A - 2 * R \quad (4.42)$$

El balance medioambiental viene dado por la multiplicación entre la energía desplazada (ya sea disminuida o aumentada) por el factor de emisión de la central marginal en la hora en cuestión. Las emisiones de cada hora pueden ser positivas o negativas, dependiendo de si se aumenta o disminuye el consumo energético, respectivamente. El signo viene dado por el valor de $DSM(d, t)$. Además, se utiliza el mismo factor de emisión por tecnología utilizado en las otras soluciones.

$$ET = \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} DSM(d, t) * FE(d, t) \quad (4.43)$$

Tal como se mencionó en la subsección anterior, esta solución consideró dos esquemas de implementación: gestión energética a través de un cronograma fijo de gestión y gestión energética flexible. El primer esquema consiste en el desplazamiento de energía de horas costosas y contaminantes a horas más económicas y con una importante penetración renovable, cuyas horas son elegidas previamente a través de un análisis de ocurrencias que contabiliza la cantidad de veces en cada hora de evaluación en donde el costo marginal es superior al

precio de contrato. El esquema fijo considera que la gestión siempre existirá en las horas definidas, sin importar si existe un perjuicio asociado. En consecuencia, la implementación es realizada mediante reglas exactas, multiplicando el consumo por el factor correspondiente en los intervalos previamente definidos.

Por otro lado, el esquema de gestión flexible conlleva un problema de optimización cuyo objetivo es minimizar el costo de abastecimiento que la empresa generadora debe costear para suministrar al consumidor. En consecuencia, la gestión energética es optimizada, aumentando el consumo cuando existe un costo marginal bajo y disminuyéndolo cuando el costo marginal es alto. Se considera que la gestión es realizada para cada día, es decir, el desplazamiento energético es solo dentro del día, por lo que el consumo energético diario se mantiene. Asimismo, la demanda mínima y máxima se mantienen en el nuevo perfil generado. El problema de optimización se encuentra expuesto a continuación.

$$\min \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} P_{DSM}(d, t) * CMg(d, t) \quad (4.44)$$

$$\sum_t P_{base}(d, t) - \sum_t P_{DSM}(d, t) = 0 \quad \forall d \in D, \forall t \in T \quad (4.45)$$

$$P_{DSM}(d, t) \leq P_{base}^{max}(d, t) \quad \forall d \in D, \forall t \in T \quad (4.46)$$

$$P_{DSM}(d, t) \geq P_{base}^{min}(d, t) \quad \forall d \in D, \forall t \in T \quad (4.47)$$

$$DSM(d, t) \geq 0 \quad \text{si } CMg(d, t) > C_{ppa}(d, t), \forall d \in D, \forall t \in T \quad (4.48)$$

$$DSM(d, t) \leq 0 \quad \text{si } CMg(d, t) < C_{ppa}(d, t), \forall d \in D, \forall t \in T \quad (4.49)$$

$$P_{DSM}(d, t) = P_{base}(d, t) + DSM(d, t) \quad (4.50)$$

En el caso de limitar la gestión de cada hora a un rango de $\pm 40\%$ del consumo en dicha hora, se agrega la siguiente restricción:

$$DSM(d, t) \geq -0,4 * P_{base}(d, t) \quad \forall d \in D \quad (4.51)$$

$$DSM(d, t) \leq 0,4 * P_{base}(d, t) \quad \forall d \in D \quad (4.52)$$

Adicionalmente, se analizó el caso en que el perfil del consumidor es tal que minimiza el costo de abastecimiento pero es el mismo en cada día del mes.

$$\min \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} P_{DSM}(d, t) * CMg(d, t) \quad (4.53)$$

$$\sum_d \sum_t P_{base}(d, t) - \sum_d \sum_t P_{DSM}(d, t) = 0 \quad (4.54)$$

$$P_{DSM}(d, t) \leq P_{base}^{max}(d, t) \quad \forall d \in D \quad (4.55)$$

$$P_{DSM}(d, t) \geq P_{base}^{min}(d, t) \quad \forall d \in D \quad (4.56)$$

$$P_{DSM_{d_1}}(d, t) - P_{DSM_{d_n}}(d, t) = 0 \quad \forall d \in D \quad (4.57)$$

Los problemas de optimización fueron implementados en el *software* de optimización FICO Xpress, mientras que el análisis y procesamiento de los datos fue realizado en Microsoft Excel.

Capítulo 5

Resultados

5.1. Solución 1: Eficiencia energética

5.1.1. Modelo de negocio

El modelo de negocios propuesto para la implementación de la solución sistema de recomendaciones de eficiencia energética es presentado en la figura 5.1. El modelo fue desarrollado siguiendo el método *Lean Canvas*.

<p>PROBLEMA</p> <p>Entrega de información sobre eficiencia energética no es efectiva.</p> <p>Medidas genéricas, no ajustadas a las necesidades/contextos de cada usuario.</p> <p>Inversión elevada en algunas medidas de eficiencia energética pudiendo significar una barrera para los usuarios.</p> <p>Existencia de muchas fuentes de información puede causar confusión.</p> <p><i>Alternativas existentes:</i></p> <p>No implementar medidas de eficiencia energética.</p> <p>Implementación de medidas genéricas.</p> <p>Implementación de medidas por intuición.</p>	<p>SOLUCIÓN</p> <p>Recomendaciones personalizadas para la implementación de medidas de eficiencia energética.</p> <p>Monitoreo y reporte del consumo eléctrico e impacto ambiental.</p> <p>Agregación de demanda para la implementación de medidas que conllevan inversión.</p>	<p>PROPUESTA DE VALOR</p> <p>Recomendaciones de medidas de eficiencia energética personalizables y de fácil entendimiento.</p> <p>Acceso a precios bajos por compra a gran escala de equipamientos para mejorar la eficiencia energética.</p>	<p>VENTAJA COMPETITIVA</p> <p>Personalización.</p> <p>Información privilegiada.</p> <p>Comunidad.</p>	<p>SEGMENTOS DE CLIENTES</p> <p>Consumidores de energía eléctrica residenciales, comerciales y pequeños industriales con interés en implementar medidas de eficiencia energética, reducir sus consumos de energía y/o apoyar a la lucha contra la crisis climática.</p>
<p>MÉTRICAS CLAVE</p> <p>Registro (adquisición)</p> <p>Ahorros sostenidos de clientes (retención-ventas)</p> <p>Invitación a amigos y familia (recomendación)</p>	<p><i>High concept:</i></p> <p>Sistema de recomendaciones para la implementación de medidas de eficiencia energética previa caracterización y monitoreo del consumo eléctrico del usuario.</p>	<p>CANALES</p> <p>RRSS</p> <p>Página web</p>		
<p>ESTRUCTURA DE COSTOS</p> <p>Recursos humanos.</p> <p>Equipamiento de monitoreo.</p>		<p>FLUJOS DE INGRESOS</p> <p>Suscripción mensual.</p>		

Figura 5.1: Propuesta de modelo Lean Canvas solución eficiencia energética.

El detalle de cada cuadro es explicado a continuación:

- **Problema:** Si bien existen diversas iniciativas estatales que promueven la eficiencia

energética e incluso existe una Ley promulgada al respecto, aún existe una brecha de información para las personas ajenas al sector eléctrico. En particular se ha reconocido que esta brecha complejiza la aplicación práctica de medidas de eficiencia energética a nivel residencial. Las personas en sus hogares solo tienen nociones generales de lo que es la eficiencia energética y de las medidas que pueden tomar. En esa línea, las personas mucho menos poseen las herramientas para determinar cuáles son las medidas que mejores resultados podrían otorgarles, alcanzando mayores beneficios económicos y medioambientales para la sociedad. Además, muchas de las medidas recomendadas conlleva un costo de inversión que no es abordable por los usuarios, por lo que resulta difícil de tomar la decisión de implementar o no una medida que implica inversión, ante el riesgo e incertidumbre de cómo efectivamente impactará su aplicación y en cuánto tiempo podrá recuperarse la inversión. Así, las personas implementan medidas genéricas de eficiencia energética, generalmente aquellas que no requieren de inversión; o por falta de información no implementan ninguna medida.

- **Segmento de clientes:** Tal como se interpreta de lo descrito recientemente el segmento de clientes reconocido es el de aquellos usuarios consumidores de energía que poseen menos conocimientos y herramientas sobre eficiencia energética y sostenibilidad, es decir, personas comunes que pueden implementar medidas de eficiencia energética en sus hogares. Sus intereses pueden radicar en la reducción de costos asociados a la cuenta eléctrica (o de energéticos en general) y/o la contribución en la lucha contra la crisis climática, a través de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociados a sus consumos de energéticos contaminantes.
- **Propuesta única de valor:** La solución propuesta es un sistema de recomendaciones personalizadas de medidas de eficiencia energética a implementar en el hogar. Se considera un uso de lenguaje común para no confundir a los usuarios y facilitar la implementación de las medidas.
- **Solución:** Las recomendaciones de las medidas de eficiencia energética a implementar son personalizadas, ajustadas a las necesidades del usuario y a la caracterización de su vivienda y consumo. Considera además preferencias en el uso de electrodomésticos. Para un ajuste preciso del sistema se considera el monitoreo del consumo eléctrico a través de un medidor de bajo costo a incorporar a continuación del medidor existente. Así el usuario podrá recibir reportes de su consumo. Además, para facilitar la implementación de medidas de eficiencia energética que implican inversión se considera un sistema de agregación de demanda de tecnologías requeridas, de manera de aprovechar la compra a escala y obtener mejores precios.
- **Canales:** Se considera como canal redes sociales, página web y medios convencionales de comunicación, con el objetivo de llegar a la mayor cantidad de usuarios, sobretodo a aquellos menos familiarizados con la tecnología.
- **Flujo de ingresos:** El flujo de ingresos viene dado por un plan de suscripción mensual a cargo del usuario, que le dará acceso a todas las funcionalidades del sistema y cubrirá el costo de arriendo del sistema de monitoreo.
- **Estructura de costos:** El costo crítico va en el desarrollo de *software*, pues se consi-

deran infraestructura de monitoreo de bajo costo.

- **Ventaja competitiva:** Se trata de una propuesta completamente personalizada al usuario, lo que se considera la principal ventaja competitiva. Además, se dispondrá de información privilegiada para la toma de decisiones.

Cabe mencionar que el modelo de negocios presentado fue modificado respecto a una versión inicial preliminar, cuyos ajustes fueron identificados a partir del proceso de cuantificación de los impactos económicos y medioambientales, los que se describen a continuación.

5.1.2. Cuantificación impacto económico y medioambiental

La tabla 5.1 presenta el balance energético y económico de la implementación de la *Medida N°1: Ventilación del hogar durante el día para disminuir humedad*. En este caso como el

Tabla 5.1: Balance energético y económico del caso de estudio implementando medida 1 de eficiencia energética.

Ahorro mensual	5 %	21,60	kWh	Ahorro anual	108,00	kWh
		3.790	\$		18.952	\$
	10 %	43,20	kWh		216,00	kWh
		7.581	\$		37.903	\$

rango de impacto de la medida es de entre 5 a 10 % del consumo energético atribuible a calefacción, se consideró un impacto mínimo y máximo. Dado que en promedio el gasto mensual en energía eléctrica es de 432 [kWh], el ahorro mínimo por implementar esta medida es de 21,6 [kWh/mes] y el máximo es de 43,2 [kWh/mes]. El ahorro anual corresponde a una multiplicación simple del ahorro mensual por cinco (considerando que el usuario utiliza calefacción solamente entre los meses de junio a octubre. Mensualmente los ahorros pueden representar entre el 2 al 6 % del valor total a pagar a la distribuidora en el escenario pesimista (5 %) y entre el 4 y el 13 % en el escenario optimista (10 %).

La tabla 5.2 presenta el balance energético y económico de la implementación de la *Medida N°2: Aprovechar el calor del sol para secar la ropa*.

Tabla 5.2: Balance energético y económico del caso de estudio implementando medida 2 de eficiencia energética.

Ahorro mensual	Verano	42,31	kWh	Ahorro anual	546,81	kWh
		5.679	\$			
	Invierno	50,13	kWh		83.732	\$
		8.795,82	\$			

En este caso, dado que el uso del secado de ropa está diferenciado por estación, se calculó el impacto desagregado y luego el total. Se estima que el consumo asociado al ítem de secado de ropa es de 42,31 [kWh] durante los meses de verano y 50,13 [kWh] en los meses de invierno, los que representan entre el 10 al 12 % del costo total en los meses de verano, y entre 5 a un 8 % de los meses de invierno.

La tabla 5.3 presenta el balance energético y económico de la implementación de la *Medida N°3: En el caso de cocinas eléctricas, apagar unos minutos antes de finalizar la cocción para aprovechar calor residual*. Esta medida aprovecha la inercia térmica de los conductores de

Tabla 5.3: Balance energético y económico del caso de estudio implementando medida 3 de eficiencia energética.

Ahorro mensual	Verano	4,50	kWh	Ahorro anual	66,14	kWh
		604	\$			
	Invierno	6,93	kWh		10.306	\$
		1.216	\$			

una cocina eléctrica. De esta forma se ha considerado la reducción del 20 % en el tiempo de uso de la cocina, lo que representa una reducción en el tiempo de uso del artefacto de 2,4 [h/mes] en meses de verano y 3,3 [h/mes] en meses de invierno. Dado que el consumo base del artefacto cocina no es relevante (5,47 % del consumo total en verano y 3,96 % en invierno), no conlleva un ahorro de gran envergadura, alcanzándose un ahorro aproximado del 1 % del costo total mensual de electricidad.

La tabla 5.4 presenta el balance energético y económico de la implementación de la *Medida N°4: Iluminación baja en áreas de desplazamiento*.

Tabla 5.4: Balance energético y económico del caso de estudio implementando medida 4 de eficiencia energética.

Ahorro mensual	10 %	Verano	4,55	kWh	Ahorro anual	61,65	kWh		
			611	\$					
		Invierno	5,96	kWh		9.504	\$		
			1.046	\$					
	20 %	Verano	9,10	kWh		123,31	kWh		
			1.222	\$					
		Invierno	11,92	kWh				19.008	\$
			2.091	\$					

Considerando que el impacto estimado para esta medida es un ahorro entre el 10 y el 20 % del consumo atribuido al ítem iluminación, se evaluaron ambos extremos. El consumo base en iluminación estimado es de 45,51 [kWh] en verano y 59,5884 [kWh] en invierno. El impacto de esta medida es de alrededor el 1 % del costo total por energía en el escenario pesimista (10 %) y de entre 1 a 3 % en el escenario optimista (20 %).

La tabla 5.5 presenta el balance energético y económico de la implementación de la *Medida N°5: Desenchufar artefactos eléctricos en desuso*. La implementación de esta medida radica en una disminución de 50,44 [kWh] mensuales, lo que puede representar una disminución entre un 13 y un 15 % del costo total a pagar por electricidad en los meses de verano y de entre un 5 y un 8 % para los meses de invierno.

A continuación se presenta un resumen de los efectos económicos y energéticos que tiene la aplicación simultánea de las cinco medidas de eficiencia energética para el consumidor bajo

Tabla 5.5: Balance energético y económico del caso de estudio implementando medida 5 de eficiencia energética.

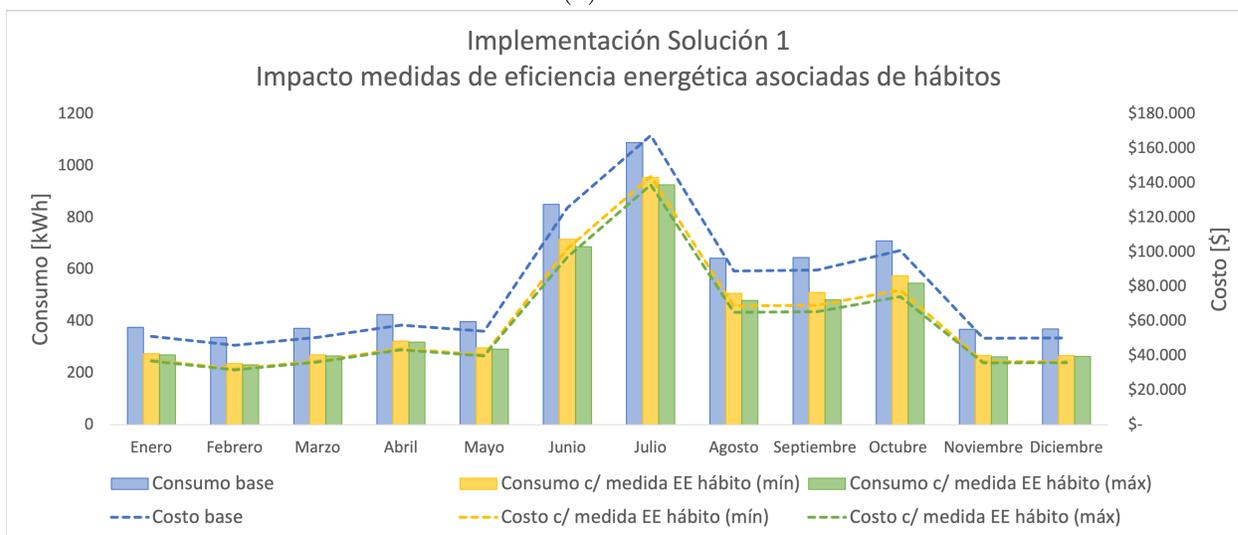
Ahorro mensual	50,44	kWh	Ahorro anual	605,28	kWh
	6.770	\$		81.237	\$

estudio.

Considerando el impacto de la implementación agregada de las medidas de eficiencia energética se obtienen los resultados mostrados en las figuras 5.2, donde se pueden observar el ahorro energético y económico durante un año.

Mes	Tipo	Consumo base [kWh]	Consumo con EE-H [kWh]		Costo base [\$]	Costo con EE-H [kWh]		Ahorros [\$]		Ahorros [%]	
			Impacto mín	Impacto máx		Impacto mín	Impacto máx	Impacto mín	Impacto máx	Impacto mín	Impacto máx
Enero	Verano	376	274,20	269,65	\$ 51.149	\$ 37.486	\$ 36.875	\$ 13.663	\$ 14.274	27%	28%
Febrero	Verano	337	235,20	230,65	\$ 45.915	\$ 32.252	\$ 31.641	\$ 13.663	\$ 14.274	30%	31%
Marzo	Verano	371,4	269,60	265,05	\$ 50.532	\$ 36.869	\$ 36.258	\$ 13.663	\$ 14.274	27%	28%
Abril	Verano	424,6	322,80	318,25	\$ 57.672	\$ 44.009	\$ 43.398	\$ 13.663	\$ 14.274	24%	25%
Mayo	Verano	398	296,20	291,65	\$ 54.102	\$ 40.439	\$ 39.828	\$ 13.663	\$ 14.274	25%	26%
Junio	Invierno	850	714,95	687,39	\$ 125.496	\$ 101.797	\$ 96.961	\$ 23.699	\$ 28.535	19%	23%
Julio	Invierno	1089	953,95	926,39	\$ 167.435	\$ 143.736	\$ 138.900	\$ 23.699	\$ 28.535	14%	17%
Agosto	Invierno	642	506,95	479,39	\$ 88.996	\$ 68.724	\$ 65.025	\$ 20.272	\$ 23.971	23%	27%
Septiembre	Invierno	644,7	509,65	482,09	\$ 89.470	\$ 69.087	\$ 65.388	\$ 20.383	\$ 24.082	23%	27%
Octubre	Invierno	709,3	574,25	546,69	\$ 100.806	\$ 77.757	\$ 74.058	\$ 23.049	\$ 26.748	23%	27%
Noviembre	Verano	368	266,20	261,65	\$ 50.076	\$ 36.412	\$ 35.802	\$ 13.663	\$ 14.274	27%	29%
Diciembre	Verano	369	267,20	262,65	\$ 50.210	\$ 36.547	\$ 35.936	\$ 13.663	\$ 14.274	27%	28%

(a) Detalle



(b) Perfil

Figura 5.2: Consumo y costo eléctrico considerando la implementación de medidas de eficiencia energética de hábitos.

El ahorro total mensual producto de la implementación simultánea de las cinco medidas de hábito evaluadas puede representar entre un 24 a un 31 % del costo total por energía en meses de verano y un 14 a un 27 % en los meses de invierno. Aún cuando porcentualmente

los meses de verano alcanzan mejores resultados respecto a los de invierno, en la práctica los ahorros son mayores en estos últimos. Esto sucede puesto que una de las medidas (Medida N°1) solo es aplicable a los meses de invierno, pues afecta al consumo energético del ítem calefacción. Además, en la implementación se diferencié el consumo de ciertos ítems en meses de verano e invierno, considerando que efectivamente en los meses de invierno existe un aumento considerando la disminución en las horas de luz natural o en la temperatura ambiental en el exterior. Asimismo, se observa que la diferencia entre el mínimo impacto alcanzable y el máximo puede llegar a ser el 4,16 % del costo inicial. Cabe destacar que todos estos ahorros son netos, pues al considerarse medidas solamente asociadas a hábitos no se consideran inversiones y sus efectos son inmediatos una vez tomada la medida.

Finalmente, al jerarquizar las medidas de eficiencia energética evaluadas por el impacto en ahorros que conlleva cada una (considerando el mejor escenario) se obtiene el siguiente orden: “Desenchufar artefactos eléctricos en desuso”, “Ventilación del hogar durante el día para disminuir humedad”, Aprovechar sol para secar la ropa, “Iluminación baja en áreas de desplazamiento” y “En el caso de cocinas eléctricas, apagar unos minutos antes de finalizar la cocción para aprovechar calor residual”.

En relación al balance medioambiental, la tabla 5.7 presenta las emisiones reducidas producto de la disminución en el consumo energético por la aplicación de las medidas de eficiencia energética.

Tabla 5.7: Balance medioambiental implementación solución eficiencia energética.

Mes	Factor de emisión promedio mensual [kg CO_2]	Emisiones reducidas [kg CO_2]	
		Impacto mín	Impacto máx
Enero	0,3047	31,0191	32,4058
Febrero	0,3339	33,9917	35,5113
Marzo	0,3718	37,8500	39,5421
Abril	0,3263	33,2180	34,7030
Mayo	0,4188	42,6347	44,5407
Junio	0,3888	52,5089	63,2238
Julio	0,6046	81,6536	98,3156
Agosto	0,3856	52,0768	62,7034
Septiembre	0,3422	46,2154	55,6461
Octubre	0,3115	42,0693	50,6538
Noviembre	0,276	28,0973	29,3535
Diciembre	0,3259	33,1773	34,6605
	Total	514,5118	581,2598

Las emisiones mensualmente reducidas representan en promedio el 24 % de las emisiones totales generadas considerando el consumo base del usuario, como mínimo se podrían reducir 12 % de las emisiones totales por concepto eléctrico del usuario y como máximo un 32 % de las mismas. Esto representa sin dudas una ayuda relevante a la lucha contra la crisis climática y cuyo efecto puede ser significativo si las 6.499.355¹ viviendas de Chile aplicasen

¹INE, “Censos de Población y Vivienda”.

este tipo de medidas en sus hogares. Considerando la metodología del cálculo del impacto medioambiental implementada, el aporte de cada medida de eficiencia energética en la reducción es proporcional a la disminución en el consumo energético que cada una conlleva. En consecuencia, la medida que mayor aporta medio ambientalmente, para este caso de estudio, es “Desenchufar artefactos eléctricos en desuso”.

Cabe mencionar que considerando el carácter ejemplificador de esta implementación y dado que el foco de la solución propuesta no es dimensionar ni validar los potenciales impactos reconocidos en diversas fuentes, ni existe una resolución horaria en los datos trabajados, no se considera la realización de un análisis de sensibilidad en este caso.

5.2. Solución 2: Generación distribuida

5.2.1. Modelo de negocio

El modelo de negocios propuesto para la implementación de la solución localización de la generación distribuida es presentado en la figura 5.3. Este fue desarrollado siguiendo el método *Lean Canvas*.

PROBLEMA	SOLUCIÓN	PROPUESTA DE VALOR	VENTAJA COMPETITIVA	SEGMENTOS DE CLIENTES
<p>Empresas generadoras: Congestionamiento, sobrecargas y/o saturación en la infraestructura de red. Expansión de la red en largos plazos. Desacoples en precios (costos marginales).</p> <p>Consumidores: Costo elevado de la energía eléctrica. Baja oferta para el suministro libre. Inversión inicial elevada en proyectos de generación distribuida.</p> <p><i>Alternativas existentes:</i> Empresas generadoras: Comprar energía en el mercado spot a un precio más elevado al de venta. Esperar al término de los contratos comprometidos y perder al cliente. Consumidores: No invertir en GD. Reducir su consumo dentro de sus posibilidades.</p>	<p>Generadoras: Generación local para reducir compras en el mercado spot. Asesoría de localización de GD considerando estado de la red. Aplicación de economías de escala en proyectos pequeños.</p> <p>Consumidores: Ahorros en costos por electricidad. Disponibilidad energética. Imagen y marca de empresa sostenible.</p>	<p>Empresas generadoras: Generación distribuida propia en zonas con altos precios de energía para reducir compras en mercado spot.</p> <p>Consumidores: Generación eléctrica local temporal con ingresos por uso de espacios y generación de electricidad.</p>	<p>Disponibilidad de información sobre el estado de la red</p> <p>Clientes ya existentes</p>	<p>Empresas generadoras con contratos de suministro vigente con clientes ubicados en zonas con alto nivel de desacople y/o de congestión, sobrecarga o saturación de red. (clientes)</p> <p>Consumidores de energía eléctrica de tipo regulado y libre con interés en bajar sus gastos por consumo eléctrico y contribuir en la disminución de emisiones contaminantes (usuarios)</p>
<p>MÉTRICAS CLAVE</p> <p>Registro (adquisición) Ahorros/ingresos sostenidos (retención) Empresas generadoras: Validación empresas o entidades del sector (recomendación) Consumidores: Respuesta del usuario (retención) Invitación a otros usuarios (recomendación)</p>		<p><i>High concept:</i></p> <p>Generación distribuida trasladable cuya localización será optimizada a zonas con ineficiencias de mercado y/o restricciones técnicas (desacoples de energía y precios, congestiones, saturación de equipos eléctricos, indisponibilidad de recursos, entre otros).</p>	<p>CANALES</p> <p>Empresas generadoras: Seminarios Medios especializados del sector</p> <p>Consumidores: Empresas generadoras RRSS</p>	
<p>ESTRUCTURA DE COSTOS</p> <p>Recursos humanos. Infraestructura de comunicaciones (monitoreo).</p>		<p>FLUJOS DE INGRESOS</p> <p>Empresas generadoras: Porcentaje (%) del ahorro generado (por disminución en la compra de energía en el mercado spot).</p>		

Figura 5.3: Propuesta de modelo Lean Canvas solución generación distribuida.

El detalle de cada cuadro es explicado a continuación:

- **Problema:** Las empresas generadoras se hacen cargo del riesgo asociado a la variabilidad en los costos marginales, los que pueden ser altamente perjudiciales en ciertas zonas donde se presentan restricciones técnicas que desacoplan las barras de suministro del sistema. En dichas barras conflictivas el costo de suministro pueden llevar a las

empresas a mantener contratos no convenientes con clientes libres. Asimismo, muchas veces las empresas generadoras prefieren no levantar contratos con clientes localizados en las zonas conflictivas, disminuyendo así el tamaño de mercado para el desarrollo de sus negocios. Por su parte, los consumidores de energía se ven enfrentados a precios de contratos menos atractivos respecto a otros clientes libres del sistema (con ubicaciones privilegiadas) o no les es posible acceder al mercado libre de suministro producto de la baja oferta existente. Una alternativa factible es la implementación de generación distribuida, pero esto conlleva una inversión que muchas veces es difícil de abordar, por lo que los usuarios terminan haciendo sus mejores esfuerzos por reducir sus consumos energéticos, lo que está fuertemente limitado por sus procesos productivos.

- **Segmento de clientes:** Se reconoce como segmento de clientes a las empresas generadoras de energía eléctrica, quienes desean minimizar el costo por suministrar energía a sus clientes, a través de la compra de energía en el mercado spot, y ampliar su mercado al incluir clientes que inicialmente no son atractivos de incorporar en su portafolio. Por otro lado, se reconoce como usuarios a clientes libres o consumidores de energía eléctrica con potencia instalada superior a 500 [kW].
- **Propuesta única de valor:** Con la implementación de esta solución se brindará capacidad de generación local a clientes libres conectados a barras de suministro conflictivas (costosas), de manera de reducir así la compra en el mercado spot por parte de la empresa generadora. Dado que las restricciones técnicas causantes de las condiciones desfavorables en el suministro de energía eléctrica deberían ser subsanados eventualmente en un momento dado (determinado por la expansión de la red por ejemplo), se considera que los proyectos de generación distribuida serán de carácter desplazables. Esto quiere decir que una vez que la zona donde se instale el proyecto deje de ser desventajosa, el proyecto es trasladado a otra locación donde se presenten condiciones perjudiciales para la empresa suministradora.
- **Solución:** La implementación del proyecto brinda capacidad de generación local, reduciendo los retiros ante el Coordinador Eléctrico Nacional. Dado que los beneficios de la implementación de estos proyectos es fuertemente dependiente de las condiciones desfavorables en términos económicos (e incluso técnicos) existentes para el suministro del cliente, se implementará un sistema de localización inteligente que considerará un programa de planificación de la operación, proyecciones y planes de expansión existentes. Además, se considera el aprovechamiento de las economías de escala que poseen las empresas generadoras en la compra y desarrollo de proyectos de generación, en particular para proyectos solares fotovoltaicos, dada su modularidad.
- **Canales:** Dado el carácter especializado del segmento se consideran como canales eventos técnicos y medios del rubro eléctrico. En cuanto a los usuarios, la comunicación viene dada directamente por la empresa generadora.
- **Flujo de ingresos:** La empresa generadora paga un porcentaje del ahorro alcanzado. No se considera un pago por parte de los usuarios (consumidores eléctricos).
- **Estructura de costos:** El costo crítico se asocia al desarrollo de la inteligencia detrás de la solución y del sistema de monitoreo. Como se trata de clientes libres, el sistema

de medición y monitoreo ya lo poseen instalado, por lo que solo se considera el costeo de sistema de monitoreo adicional para la generación solar.

- **Ventaja competitiva:** Se trabajará con información disponible y con la información levantada, lo que disponibilizará una base de datos completa. Además, los clientes ya existen.

Cabe mencionar que el modelo de negocios presentado fue modificado respecto a una versión inicial preliminar, cuyos ajustes fueron identificados a partir del proceso de cuantificación de los impactos económicos y medioambientales, los que se describen a continuación.

5.2.2. Cuantificación impacto económico y medioambiental

Determinación de ahorros, pagos y balance medioambiental

La figura 5.4 muestra el perfil neto (considerando la generación solar) en contraste con el consumo base.

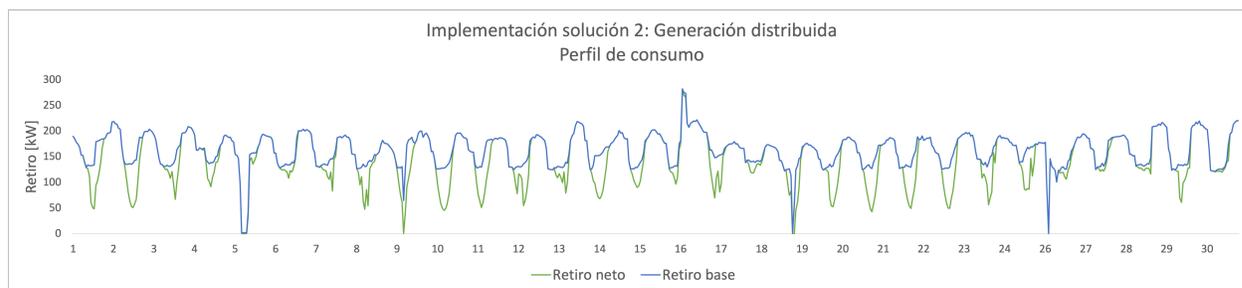


Figura 5.4: Perfil de consumo neto considerando implementación solución localización de generación distribuida.

De la figura se observa la baja sustancial en el perfil de consumo base. Se nota además que dado el perfil de consumo del usuario bajo estudio esta contribución en la disminución del retiro coincide con las horas de consumo valle (menor consumo). Esto es esperable considerando que el rubro asociado al cliente bajo estudio es el hotelero, por lo que posee un mayor consumo asociado a iluminación y mayor consumo durante sus horas de mayor operación, es decir, la noche. En ese sentido, se espera que para perfiles de consumo más homogéneos o con horarios de mayor producción durante las horas de sol, se podrán implementar proyectos solares de mayor tamaño, alcanzando mayores reducciones en el retiro neto y así percibir mayores beneficios.

La tabla 5.8 presenta el detalle del balance energético. Tal como se aprecia en la tabla la

Tabla 5.8: Balance energético implementación solución localización de generación distribuida.

Balance energético [kWh]	
Sin proyecto	116.785,81
Con proyecto	106.455,78
Ahorro energético	10.330,03
Energía vertida	126,27

empresa generadora se ahorra la compra de 10.330,03 [kWh] en el mercado spot, producto del autoconsumo alcanzado con la implementación del proyecto solar. Además, se observa que de la energía generada solo 126,27 [kWh] son vertidos, lo que representa solo el 1,2 % de la generación solar total del proyecto. En ese sentido se espera que si este mismo proyecto es localizado en un cliente con un perfil complementario la energía vertida sea aún menor.

La figura 5.5 muestra la evolución en el costo de suministro horario cuando es implementado el proyecto de generación solar.

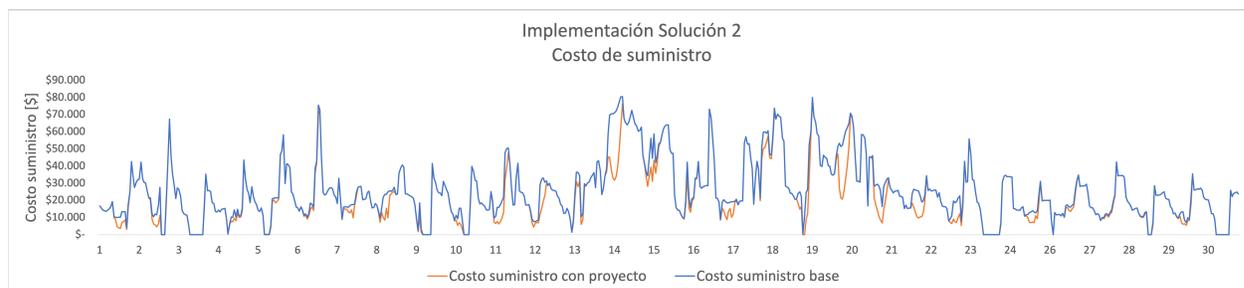


Figura 5.5: Costo de suministro horario considerando implementación solución localización de generación distribuida.

La gráfica reafirma la disminución en el costo del suministro que debe incurrir la empresa generadora, incluso cuando la reducción del consumo se ejecuta durante las horas más baratas del día. Se observa que existen diferencias importantes de una hora a otra, las que se explican por la diferencia en la generación solar y la variabilidad en el costo marginal.

La tabla 5.9 muestra los resultados globales del balance económico alcanzado. Tal como

Tabla 5.9: Balance económico implementación solución localización de generación distribuida.

Balance económico [kWh]		
Sin proyecto	\$ 18.184.500	100 %
Con proyecto	\$ 16.625.856	91,6 %
Ahorro económico	\$ 1.558.645	8,6 %

muestra la tabla, para este caso particular, se alcanza un ahorro del 8,6 % del costo de suministro total durante el mes bajo estudio. Ese valor permitirá amortizar el costo de inversión asociado al proyecto solar, los cuales son presentados en la siguiente tabla. De la tabla se

Tabla 5.10: Análisis económico implementación de proyecto solar caso de estudio.

Tipo de costo	Inversión [\$]	Tiempo de recuperación [años]
Costos trasladables	\$ 136.188.000	7,28
Costos no trasladables	\$ 35.208.000	1,88

extrae que la duración mínima de conexión del proyecto fotovoltaico en el cliente bajo estudio, considerando que el ahorro alcanzado es el mismo durante todos los meses, es de 1,88 años. De esta forma se cubren al menos los costos que no se podrán transferir a la siguiente localización del proyecto solar. Por otro lado, se determina que para cubrir la inversión total

del proyecto, este debe mantenerse conectado al cliente bajo estudio por 7,28 años. Cabe mencionar que el tiempo de recuperación variará con la localización del proyecto solar, por lo que una vez determinada la desinstalación del proyecto en este cliente bajo estudio, se debe realizar un nuevo análisis económico para conocer los tiempos.

La tabla 5.11 muestra el balance medioambiental producto de la implementación del proyecto solar.

Tabla 5.11: Balance medioambiental implementación solución localización de generación distribuida.

Emisiones [kg CO_2]	
Sin proyecto	80.055,71
Con proyecto	74.533,63
Emisiones reducidas	5.522,09

Tal como se expone en la tabla, las emisiones reducidas superan los 5.500 [kg de CO_2], lo que representa un 7% de las emisiones totales emitidas por concepto de consumo eléctrico por parte del cliente bajo estudio.

Análisis de sensibilidad

En este caso se analizó el comportamiento de los ahorros y tiempos de retorno de la inversión al sensibilizar el costo marginal de la barra de suministro del usuario bajo estudio. Para ello se realizó una simulación de Montecarlo, utilizando como variable aleatoria el costo marginal. Se considera que el costo marginal de la barra sigue una distribución de probabilidad normal, con un promedio y desviación estándar asociado a cada hora del mes, obtenidos a partir de datos históricos en la barra bajo estudio. La figura 5.6 muestra los perfiles asociados a los costos marginales resultantes para 100 iteraciones.

Las figuras 5.7 muestran el comportamiento económico (costo de suministro neto y ahorros) y los tiempos de recuperación de la inversión al variar el costo marginal de la barra de suministro.

Los resultados muestran que los ahorros alcanzados al variar el costo marginal van entre \$7.346.499 y \$8.329.274, valores muy superiores al alcanzado durante el mes analizado en la implementación. Esto se debe pues los costos marginales del mes bajo estudio (abril) fueron considerablemente mayores a los obtenidos en promedio durante los 12 meses anteriores al mes de evaluación, tal como se muestra en la siguiente gráfica. En consecuencia, el costo de suministro calculado es menor, más allá de la reducción en el retiro.

Por otro lado, en cuando a los tiempos de retorno de la inversión estos también se han distorsionado por la variabilidad en los costos marginales, por lo que se obtienen valores bastante menores al caso inicialmente analizado: entre 1,36 a 1,52 años para recuperar la inversión de los costos trasladables y entre 0,35 y 0,40 años en el caso de los costos no trasladables. De igual forma en todos los casos (costo de suministro, ahorros, tiempo de recuperación de costos trasladables y no trasladables) se obtuvieron datos concentrados dados los 100 escenarios estudiados.

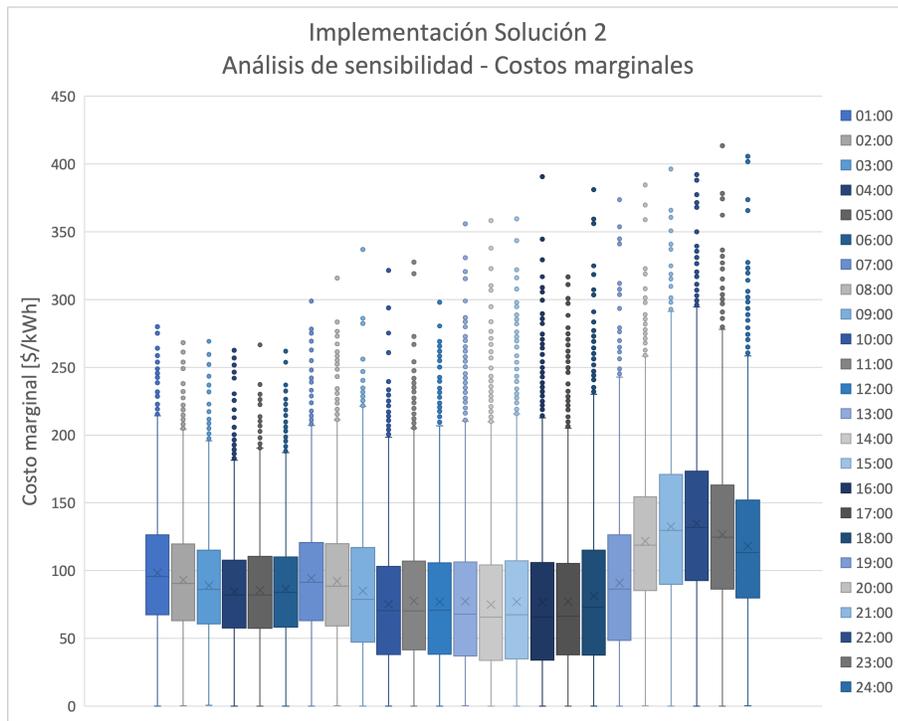


Figura 5.6: Costo marginal creados análisis sensibilidad solución generación distribuida.

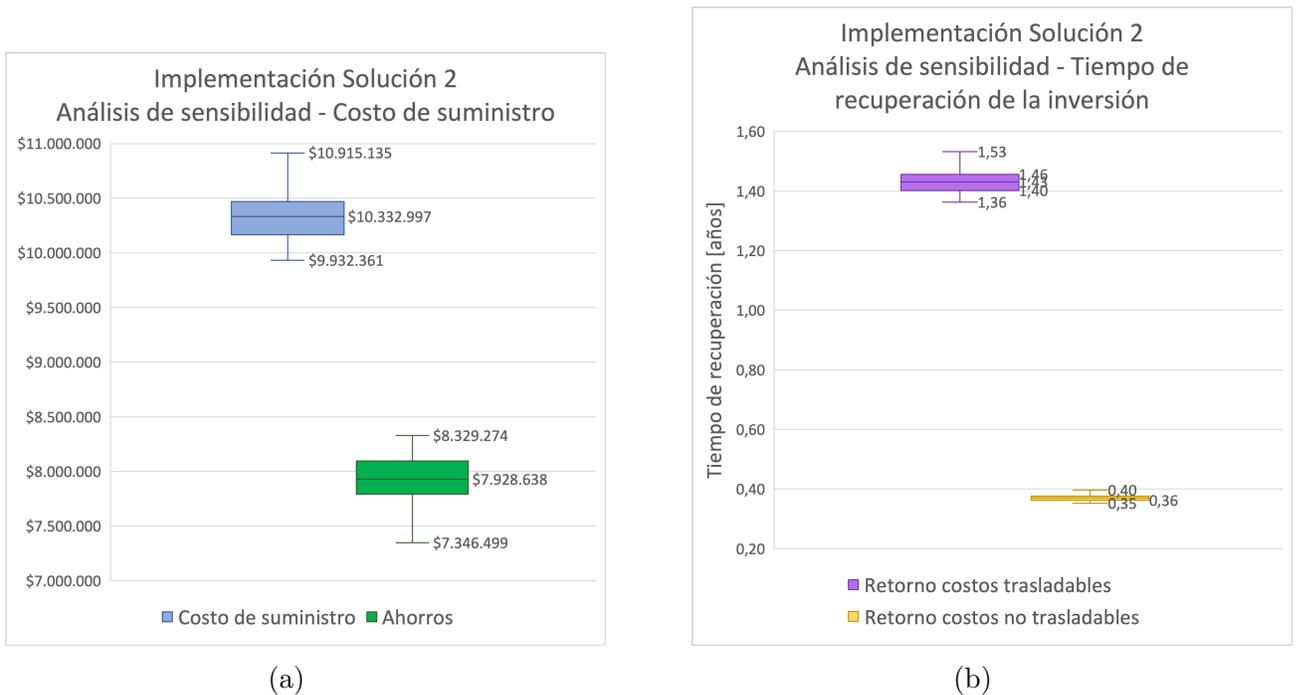


Figura 5.7: Balance económico al sensibilizar costos marginales.

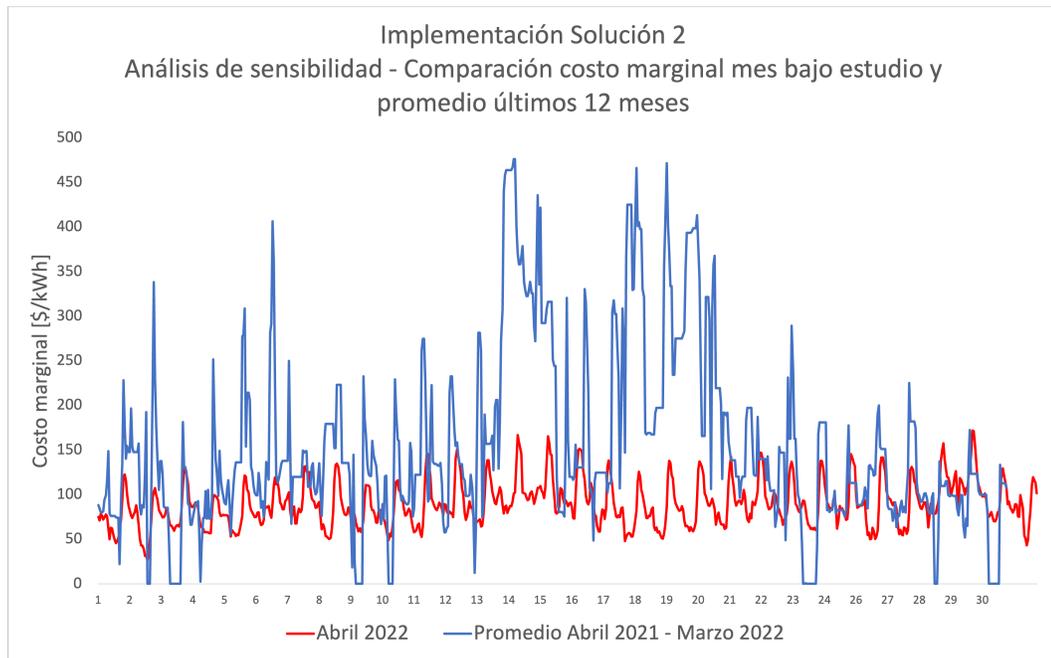


Figura 5.8: Comparación costo marginal mes bajo estudio y promedio de los 12 meses anteriores.

5.3. Solución 3: Gestión de autoconsumo

5.3.1. Modelo de negocio

El modelo de negocios propuesto para la implementación de la solución gestión del autoconsumo es presentado en la figura 5.9, el cual fue desarrollado siguiendo el método *Lean Canvas*.

El detalle de cada cuadro es explicado a continuación:

- Problema:** La implementación de equipos de generación eléctrica a pequeña escala (generación distribuida) en casas o MiPyMEs tiene evidentes beneficios para las personas: importantes reducciones en la cuenta de la electricidad y menor impacto ambiental producto del uso de energía 100 % renovable. Sin embargo, en la actualidad quienes instalan este tipo de proyectos no se encuentran aprovechando al máximo su rendimiento. Lo anterior puesto que la Ley de Netbilling establece que el precio de la energía inyectada es considerablemente menor a la consumida pues no se consideran los costos de transporte, administración y gestión; en consecuencia, existe un costo de oportunidad de aproximadamente el 58 % por vender energía a la red en lugar de autoconsumirla. Como las inyecciones de energía ocurren cuando existe un exceso de energía generada respecto a la consumida, el desaprovechamiento de las instalaciones de generación es provocado por el descalce entre generación local y consumo; es decir, no se consume energía cuando hay disponibilidad energética en su instalación. Por otro lado, los usuarios no cuentan con herramientas que le permitan calcular fácilmente las emisiones reducidas producto de dejar de consumir energía eléctrica de la red.

<p>PROBLEMA</p> <p>Uso ineficiente de la generación distribuida.</p> <p>Desconocimiento por parte de los consumidores sobre mecanismos de gestión energética.</p> <p>Desconocimiento por parte de los consumidores sobre los aportes medioambientales de su instalación de generación distribuida.</p> <p><i>Alternativas existentes:</i></p> <p>Gestión energética autoejecutada, a partir de la intuición y conocimientos del usuario.</p> <p>Pasividad, no ejecutar ningún mecanismo para aprovechar mejor la generación distribuida.</p>	<p>SOLUCIÓN</p> <p>Notificaciones sencillas para el actuar del usuario.</p> <p>Posibilidad de automatización.</p> <p>Monitoreo y reporte de generación distribuida y contribución medioambiental.</p> <p>Educación energética y eléctrica.</p>	<p>PROPUESTA DE VALOR</p> <p>Máximo provecho de la generación distribuida y aporte medioambiental cuantificado</p> <p><i>High concept:</i></p> <p>Sistema de gestión energética para optimizar el desempeño tarifario de consumidores con capacidad de generación.</p>	<p>VENTAJA COMPETITIVA</p> <p>Disponibilidad de información centralizada.</p> <p>Efectos de red a gran escala.</p> <p>Comunidad.</p>	<p>SEGMENTOS DE CLIENTES</p> <p>Consumidores de energía eléctrica con equipos de generación distribuida en pequeña escala en sus instalaciones con deseos de profundizar sus beneficios económicos y/o conocer su contribución medioambiental (suscritos a la Ley de Netbilling).</p>
<p>ESTRUCTURA DE COSTOS</p> <p>Recursos humanos.</p> <p>Recursos humanos.</p> <p>Infraestructura de comunicaciones.</p> <p>Equipamiento para automatización.</p>		<p>FLUJOS DE INGRESOS</p> <p>Suscripción mensual.</p>		

Figura 5.9: Propuesta de modelo Lean Canvas solución gestión de autoconsumo.

- **Segmento de clientes:** El costo de oportunidad por inyectar energía de la red en lugar de consumirla lo poseen aquellas instalaciones adscritas a la Ley de Netbilling, es decir, clientes regulados con sistemas de generación de energías renovables no convencionales o cogeneración eficiente conectados a la red de distribución, con capacidad máxima de 300 [kWp]. Entendiendo que las motivaciones de usuarios que instalan este tipo de proyectos son percibir ahorros por concepto eléctrico y/o contribuir en la lucha contra el cambio climático, se establece que el segmento de clientes se encuentra enfocado principalmente en clientes con capacidad de generación que desean profundizar sus beneficios económicos y conocer su huella medioambiental.
- **Propuesta única de valor:** Considerando la oportunidad existente para los consumidores de energía con capacidad de generación a pequeña escala la propuesta de valor se orienta a maximizar los beneficios asociados a la generación distribuida, al mismo tiempo que se conoce el aporte medioambiental brindado producto de consumir energía limpia autogenerada. El *high concept* guarda relación con la forma en la que se sacará este máximo provecho, es decir, calzando el consumo con la disponibilidad energética de la instalación del usuario. La propuesta considera que esto es logrado a través de gestión energética ajustada las necesidades de los usuarios y considerando sus condiciones tarifarias.
- **Solución:** Dado que el perfil del segmento de clientes es de personas naturales o pequeñas empresas, la solución considera reporte y notificación de sencillo entendimiento para personas no familiarizadas con conceptos eléctricos. En línea con dar mayor facilidad en la usabilidad de la solución, se considera la posibilidad de automatizar la gestión energética, mediante el accionamiento remoto de electrodomésticos. Adicionalmente, la solución considera reportes con los datos de consumo eléctrico, evidenciando

el comportamiento energético, ahorros generados producto del cese en el consumo de la red eléctrica y pagos percibidos por la inyección de energía a la red, y cuantificación de las emisiones mitigadas por preferir el consumo de energía eléctrica autogenerada de manera limpia; lo anterior de manera de verificar si los beneficios que se ofrecen realmente se están cumpliendo. Finalmente, la solución incorpora elementos didácticos para que los usuarios puedan tener un mejor entendimiento del mercado energético y las energías renovables.

- **Canales:** Como la solución agrega valor a la generación distribuida, se considera como principal canal a los instaladores de proyectos de generación distribuida, constituyendo una alianza estratégica para el intercambio de posibles clientes. También se considera una página web con toda la información de la propuesta, además incluye una calculadora de consumo eléctrico y de huella de carbono por uso de la energía de acceso gratuito para toda persona. Asimismo, se considera la difusión del servicio a través de redes sociales convencionales.
- **Flujo de ingresos:** Se propone como mecanismo de ingreso el pago de una suscripción periódica mensual por parte de los usuarios, que cubra el sistema de monitoreo y reporte, y el arriendo de los equipos de medida y/o automatización, en caso que corresponda.
- **Estructura de costos:** Los principales costos tienen relación con remuneraciones para el equipo desarrollador de los modelos energéticos, reportes y sistemas de automatización; costeo de la infraestructura de comunicaciones (sensores, servidor, entre otros), y de infraestructura para la automatización (actuadores).
- **Ventaja competitiva:** Parte de la información a utilizar en los modelos energéticos requeridos por la solución se encuentran disponibles de manera pública en las plataformas del Coordinador Eléctrico Nacional y Comisión Nacional de Energía. Los efectos de la implementación de la solución en masa podrían ser relevantes, pudiendo tener efectos sistémicos importantes, beneficiando a todo el sistema eléctrico y la sociedad. Asimismo, la solución permite establecer sentimiento de pertenencia a una comunidad de personas que luchan contra la crisis climática desde el ámbito energético.

Cabe mencionar que el modelo de negocios presentado fue modificado respecto a una versión inicial preliminar, cuyos ajustes fueron identificados a partir del proceso de cuantificación de los impactos económicos y medioambientales, los que se describen a continuación.

5.3.2. Cuantificación impacto económico y medioambiental

Determinación de balances energéticos, económicos y medioambientales

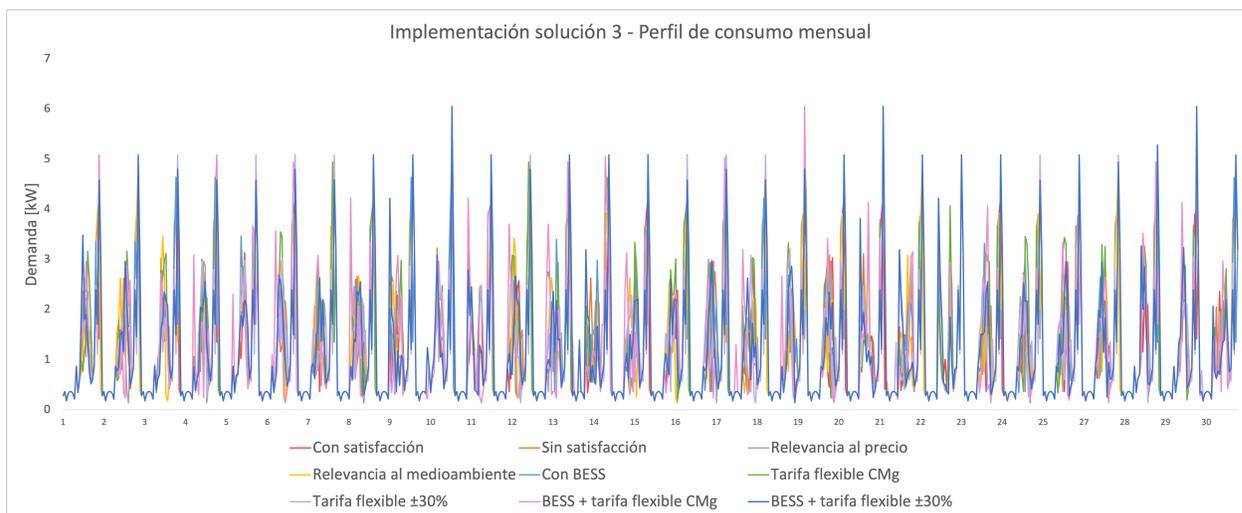
La tabla 5.12 muestra el balance neto de consumo por tipo de carga. Se observa que el usuario bajo estudio posee una capacidad de gestión del 50 % de su consumo eléctrico, siendo la más relevante la carga de tipo interrumpible, la cual contiene en particular al auto eléctrico.

La figura 5.10 corresponde los perfiles de consumo resultantes del problema de optimización para cada caso de análisis.

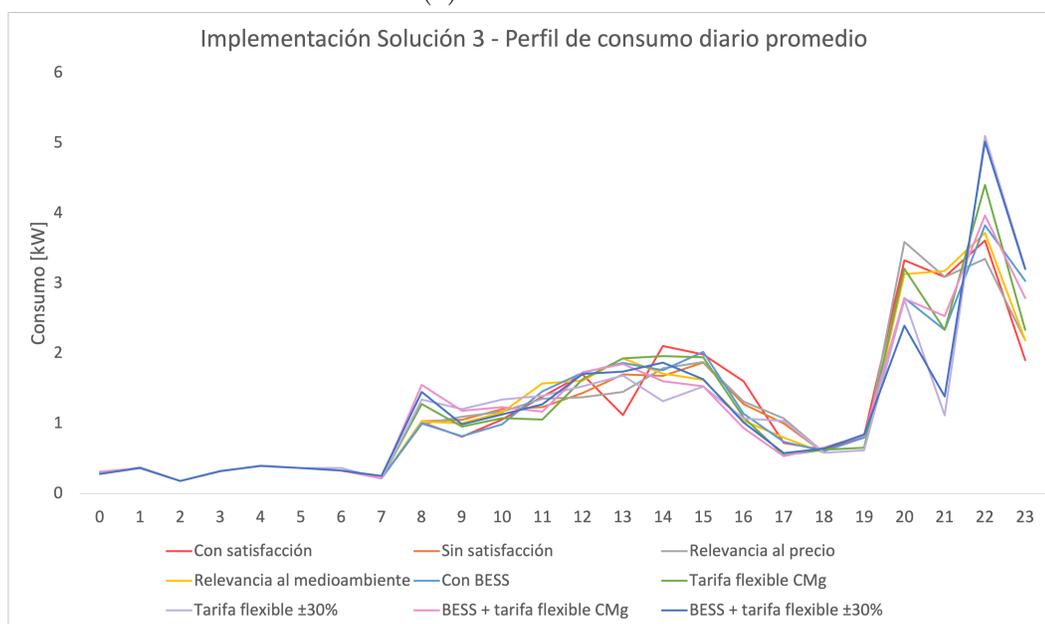
Tal como se observa de la figura, existen diferencias no demasiado relevantes en el perfil del

Tabla 5.12: Balance energético por tipo de carga.

Tipo de carga	Energía mensual [kWh]	
No interrumpible	138,254	11,8 %
Interrumpible	312,411	26,7 %
Termostática	134,400	11,5 %
Base (no gestionable)	585,065	50,0 %
Total	1170,131	100 %



(a) Perfil mensual



(b) Perfil diario promedio

Figura 5.10: Perfil de consumo implementación de solución gestión de autoconsumo preferencias iniciales.

usuario resultante para cada caso bajo evaluación. Esto sucede pues los intervalos de operación de los electrodomésticos gestionados que definió el usuario restringen la capacidad de gestión.

Asimismo, la tarifa plana del usuario no agrega incentivos a la gestión. En consecuencia, los perfiles con mayor diferenciación del resto son aquellos que consideran tarifas flexibles y/o sistema de almacenamiento de energía. Cabe recordar que la operación del consumo más intensivo energéticamente fue restringida al horario nocturno (de manera de aprovechar la noche para cargar el automóvil y no interferir con las actividades de traslado). En ese sentido es evidente que el *peak* de consumo se encuentre en horas nocturnas.

La tabla 5.13 muestra el balance neto energético, económico y medioambiental. La tabla

Tabla 5.13: Balance energético, económico y medioambiental mensual para cada caso de análisis.

Preferencias	Caso	Tarifa	Pago [\$]	Ahorros [%]	Compras [kWh]	Inyecciones [kWh]	Emisiones [kg CO ₂]
-	Sin gestión	Tarifa actual	\$ 74.932	-	746,421	372,543	-
w1=w2=0.5	Con satisfacción	Tarifa actual	\$ 57.020	24%	527,473	216,740	354,763
	Sin satisfacción	Tarifa actual	\$ 56.907	24%	525,480	214,747	352,320
w1=1,w2=0	Relevancia al precio	Tarifa actual	\$ 56.907	24%	525,480	214,747	352,320
w1=0,w2=1	Relevancia al medioambiente	Tarifa actual	\$ 56.906	24%	525,464	214,731	352,303
w1=w2=0.5	BESS	Tarifa actual	\$ 49.499	34%	386,525	70,585	234,165
w1=0,w2=1			\$ 49.899	33%	389,304	70,585	234,165
w1=w2=0.5	Tarifa flexible	Tarifa CMg	\$ 69.286	8%	543,116	226,364	378,292
		Tarifa ± 30%	\$ 50.100	33%	543,116	226,364	378,292
w1=w2=0.5	BESS + tarifa flexible	Tarifa CMg	\$ 45.231	40%	502,078	180,426	326,078
\$ 52.716			30%	412,140	92,119	206,184	
w1=0,w2=1		Tarifa ± 30%	\$ 40.807	46%	388,328	70,585	269,125
w1=w2=0.5			\$ 43.552	42%	389,722	70,585	203,727
w1=0,w2=1							

muestra que a pesar de existir diferencias en el perfil de consumo resultante del problema de optimización, para los casos que incluyen parámetros de satisfacción y los que no, no existe diferencia importante (menor al 1% en los ahorros). Esto implica que las restricciones asociadas a la satisfacción del usuario no limitan la gestión, por lo que pueden ser omitidas. Algo similar ocurre con los casos donde se cambia la preferencia en las relevancias al precio o al medio ambiente, donde se registra una diferencia mínima entre ambos (\$1 del ahorro). Esto quiere decir que el optimizar minimizando el costo de suministro resulta equivalente a optimizar minimizando las emisiones generadas. En conclusión, los balances económicos, energéticos y medioambientales de los primeros cuatro casos de gestión bajo estudio son equivalentes.

En todos los casos mencionados anteriormente el ahorro alcanzado es del 24% del costo total que el usuario debió pagar durante el mes bajo estudio. Este ahorro aumentó 10% cuando fue considerado un sistema de almacenamiento. Además, nuevamente no se observan mayores diferencias al cambiar los parámetros de relevancia al precio y al medioambiente.

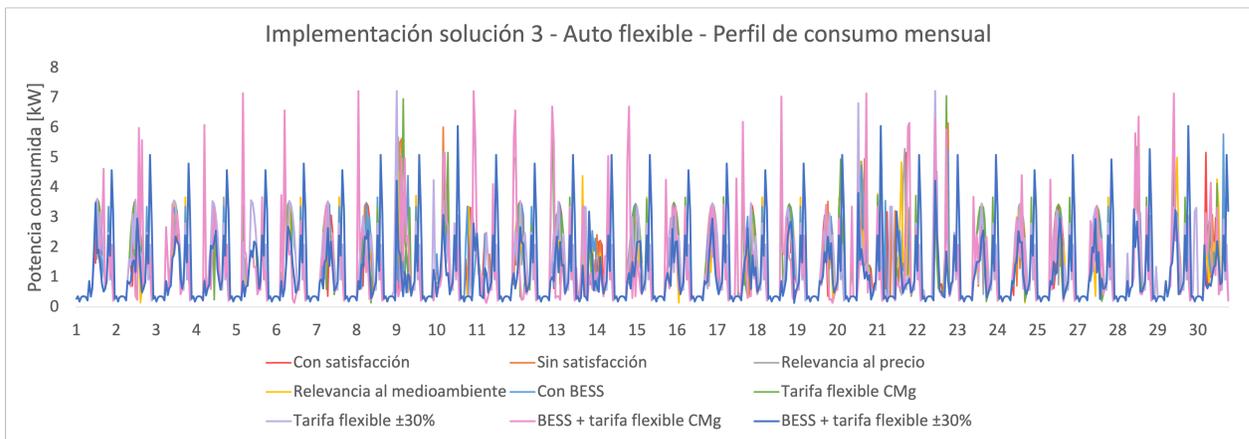
En cuanto al caso considerando tarifa flexible donde se traspasa como cargo de energía el costo marginal asociado a la barra de suministro se observa que el ahorro alcanzado es el menor respecto al resto de casos. Esto ocurre pues se le traspasa al usuario el riesgo de variabilidad del costo marginal y dadas las restricciones del problema, esta tarifa no permite capturar de buena manera beneficios para el usuario. Además, las horas donde se encuentra disponible generación local son justamente las horas con mejores precios para la compra de energía.

Por otro lado, se observa que la tarifa flexible por bloques horarios con cargos y rebajas del 30% en el cargo de energía, sí permite alcanzar beneficios cuantiosos, comparables a los alcanzables si se implementara un sistema de almacenamiento. Este resultado resulta

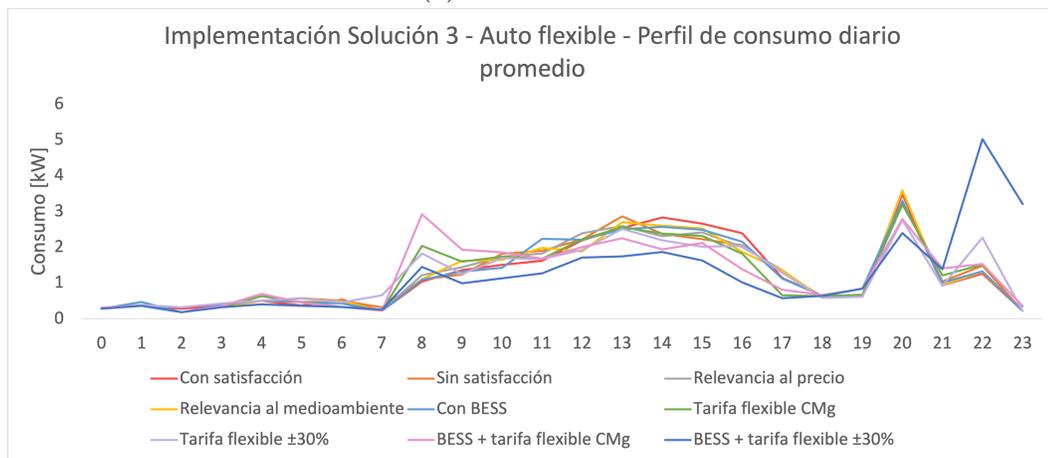
atractivo pues en el caso de la tarifa flexible no es necesario incurrir en una importante inversión para alcanzar los beneficios mencionados.

También se observa que en los casos donde se considera un sistema de almacenamiento las inyecciones son menores, esto es evidente considerando que el almacenamiento realiza arbitraje, pues el precio por inyectar es 39% menor que el precio a pagar por consumir energía desde la red, a la vez que la energía generada localmente posee un factor de emisión nulo y la energía consumida desde la red no.

Con el objetivo de reconocer el impacto que poseen los horarios de operación predefinidos por el usuario, se flexibilizó dicho parámetro para la carga más relevante del usuario bajo estudio: auto eléctrico. La figura 5.11 corresponde los perfiles de consumo resultantes del problema de optimización para cada caso de análisis considerando flexibilidad en el intervalo de operación de la carga auto eléctrico.



(a) Perfil mensual



(b) Perfil diario promedio

Figura 5.11: Perfil de consumo implementación de solución gestión de autoconsumo preferencias modificadas (auto flexible).

Tal como era de esperar, al relajar el bloque horario en el que es posible gestionar el consumo del auto eléctrico los perfiles de consumo varían entre cada caso de estudio. Así se

observa que el consumo nocturno se desplaza a las horas de día, de manera de aprovechar la generación solar. El único caso que mantiene un alto consumo en las horas nocturnas es el de tarifa con recargo o rebaja del 30%. Esto ocurre pues la rebaja del 30% se aplica de lunes a domingo entre las 22:00 y las 8:00 hrs.

La tabla 5.14 muestra el balance neto energético, económico y medioambiental para el caso donde se flexibilizó el intervalo de operación del auto eléctrico.

Tabla 5.14: Balance energético, económico y medioambiental mensual para cada caso de análisis con preferencias modificadas (auto flexible).

Preferencias	Caso	Tarifa	Pago [\$]	Ahorros [%]	Compras [kWh]	Inyecciones [kWh]	Emisiones [kg CO ₂]
-	Sin gestión	Tarifa actual	\$ 74.932	-	746,421	372,543	-
w1=w2=0.5	Con satisfacción	Tarifa actual	\$ 49.296	34%	390,981	80,249	228,739
	Sin satisfacción	Tarifa actual	\$ 49.296	34%	390,981	80,249	227,209
w1=1,w2=0	Relevancia al precio	Tarifa actual	\$ 49.296	34%	390,981	80,249	228,095
w1=0,w2=1	Relevancia al medioambiente	Tarifa actual	\$ 49.296	34%	390,981	80,249	226,908
w1=w2=0.5	BESS	Tarifa actual	\$ 45.045	40%	312,7495	0,000	152,370
w1=0,w2=1			\$ 45.797	39%	317,974	0,000	152,370
w1=w2=0.5	Tarifa flexible	Tarifa CMg	\$ 52.003	31%	452,295	140,852	278,037
			Tarifa ± 30%	\$ 45.742	39%	452,295	140,852
w1=w2=0.5	BESS + tarifa flexible	Tarifa CMg	\$ 30.580	59%	478,065	157,012	261,289
w1=0,w2=1			\$ 40.552	46%	351,773	32,284	106,711
w1=w2=0.5	BESS + tarifa flexible	Tarifa ± 30%	\$ 40.807	46%	388,328	70,585	269,125
w1=0,w2=1			\$ 41.480	45%	318,690	0,000	103,853

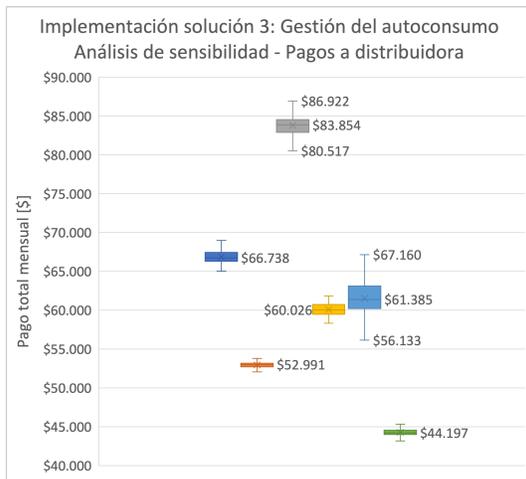
A partir de la tabla se observa un comportamiento similar al descrito en el caso anterior, solo que dada la flexibilidad en la gestión del consumo más intensivo energéticamente se obtienen mejores resultados. Los cuatro primeros casos de gestión aumentan un 10% los ahorros, bajando significativamente las inyecciones a la red y las emisiones generadas. En los casos con sistema de almacenamiento se obtienen mejoras menores (5-6%) y cuando se considera además tarifa flexible con bloques horarios los resultados no varían mucho. Esto último ocurre pues el incentivo de la tarifa flexible por tramos es al consumo durante la noche.

Por otro lado, se observa que considerando flexibilidad absoluta en la carga del auto eléctrico es posible aprovechar la variabilidad del costo marginal. Así lo demuestran los resultados asociados a la implementación del caso con tarifa flexible variable según el costo marginal de la barra de suministro, donde se alcanzan ahorros de entre el 31 y 39%. Estos ahorros son aún mayores (46 a 59%) cuando además se incorpora un sistema de almacenamiento, consolidándose como la mejor opción para el ahorro económico y medioambiental.

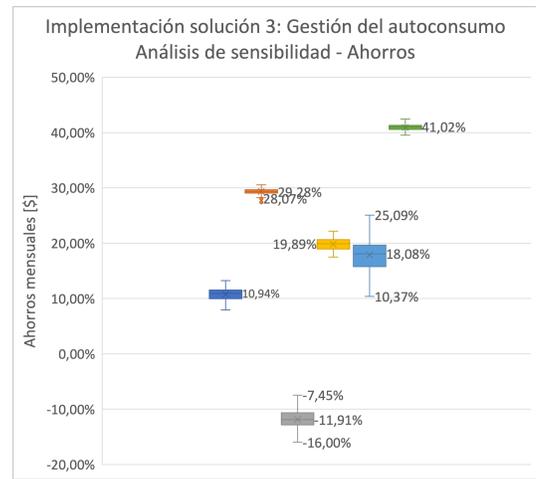
Análisis de sensibilidad

Para este análisis se han sensibilizado dos parámetros del problema: la generación solar y el consumo base (no gestionable), ambos en un rango de $\pm 10\%$ de su valor original. Ambos parámetros son por naturaleza inmanejables, pudiendo variar con facilidad respecto a los pronósticos. Para ello se han considerado una simulación de Montecarlo, utilizando una distribución de probabilidad uniforme en el intervalo (0.9,1.1) en cada hora de análisis para cada variable aleatoria (generación solar y consumo base).

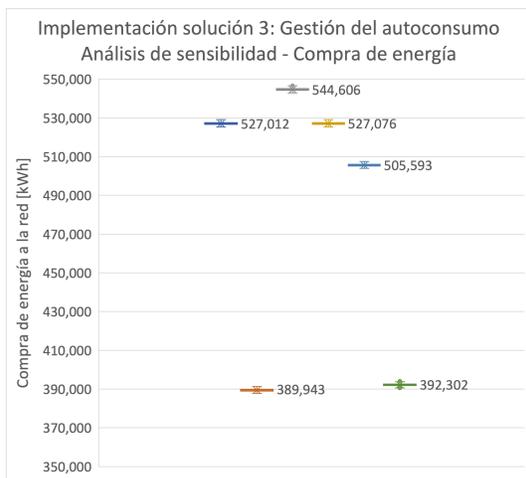
La figura 5.12 muestra la variación en los pagos a la distribuidora, ahorros percibidos, compra, venta y emisiones, ante la variación de la generación solar pronosticada en un $\pm 10\%$.



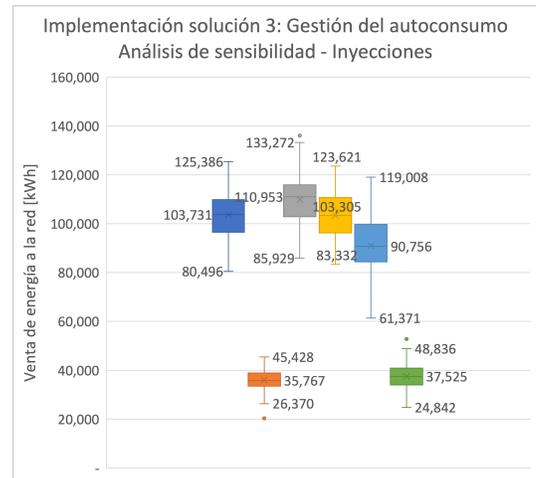
(a) Pagos



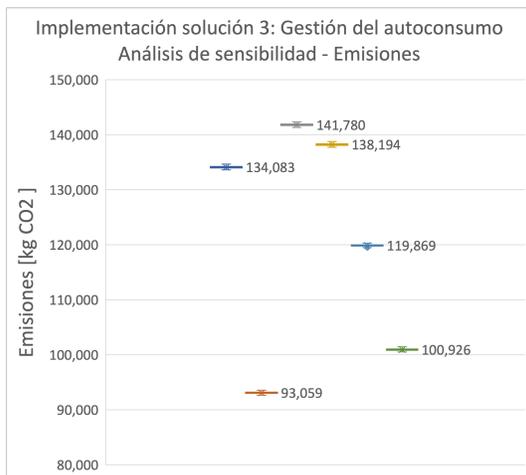
(b) Ahorros



(c) Compra



(d) Venta



(e) Emisiones

- sin satisfacción w1=w2=0.5
- bess w1=w2=0.5
- tarifa flexible cmg
- tarifa flexible +/- 30%
- bess + flexible cmg w1=w2=0.5
- bess + flexible 30% w1=w2=0.5

(f) Leyenda

Figura 5.12: Análisis de sensibilidad ante variaciones en un 10 % de la energía solar generada.

La figura 5.13 muestra la variación en los pagos a la distribuidora, ahorros percibidos, compra, venta y emisiones, ante la variación del perfil de consumo en un $\pm 10\%$.

Tal como era de esperar el desempeño de los diferentes indicadores analizados (pagos a la distribuidora, ahorros generados, compra e inyecciones de energía a la red, y emisiones reducidas) es similar en ambos casos de sensibilización (generación solar y perfil de consumo). Esto es así pues la generación distribuida puede entenderse como una disminución del consumo.

En relación a los efectos entre los diferentes casos analizados se observa que los casos que consideran *bess* y *bess + tarifa flexible $\pm 30\%$* resultan ser los menos sensibles a las variaciones incorporadas. Por su parte los casos con *tarifa flexible cmg* resultaron más sensibles y variables respecto al resto de casos en todos los indicadores. Esto es puesto que en los casos de *tarifa flexible cmg* se transfiere la variabilidad del costo marginal al usuario. En consecuencia, cualquier variación en el consumo conlleva un efecto negativo para el usuario (aumentando el pago a la distribuidora, disminuyendo los ahorros y aumentando la compra a la red), pues el modelo optimizó un perfil particular para alcanzar el menor costo asociado a la cuenta eléctrica.

Además, se observa que en relación a la compra de energía y las emisiones, los resultados se encuentran altamente concentrados, en todos los casos analizados.

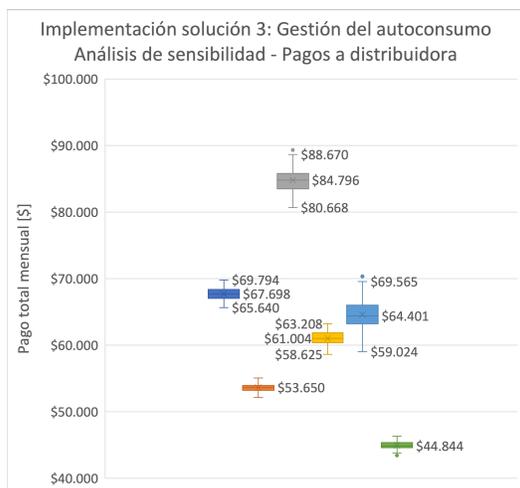
5.4. Solución 4: Gestión de demanda

5.4.1. Modelo de negocio

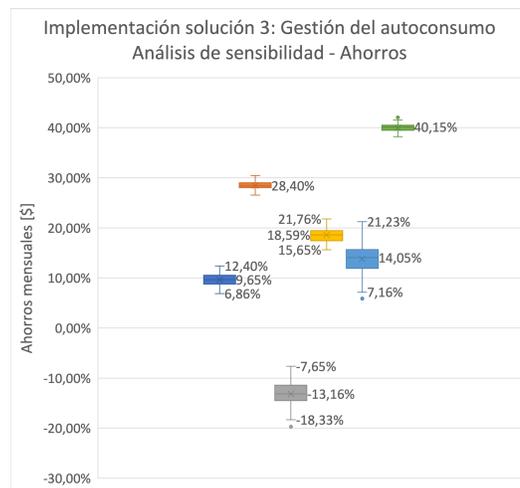
El modelo de negocios propuesto para la implementación de la solución gestión de la demanda a través de pagos por desplazamiento es presentado en la figura 5.14. Para su elaboración se siguió el método *Lean Canvas*.

El detalle de cada cuadro es explicado a continuación:

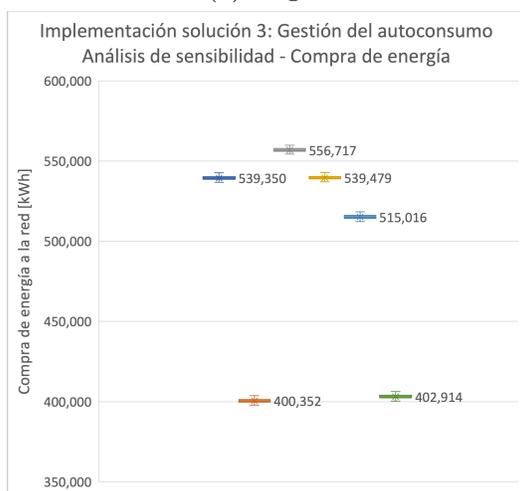
- **Problema:** Las problemáticas detectadas que podrían ser resueltas con la solución gestión de demanda guardan relación directa con el desacople entre el perfil de consumo y la disponibilidad de generación eléctrica menos costosa. Lo anterior queda en evidencia considerando que la tendencia de los costos marginales en el sistema eléctrico nacional (SEN) es a la baja durante las horas valle del consumo eléctrico y se eleva en horario de punta de este último. Esto a su vez calza con el comportamiento de la disponibilidad de generación renovable, en particular solar. La mayor penetración de energía solar, sucede en horas donde los costos marginales son menores, por lo que la generación solar podría estar traspasando una señal de precio a nivel sistémico. Esto conlleva impactos económicos relevantes, el costo por abastecer el consumo eléctrico a nivel nacional es elevado, dada la indisponibilidad de energías renovables en los horarios de mayor demanda, teniendo que cubrir el suministro con generación más costosa y, generalmente, más contaminante.
- **Segmento de clientes:** Se reconocen dos segmentos de clientes que se encuentran



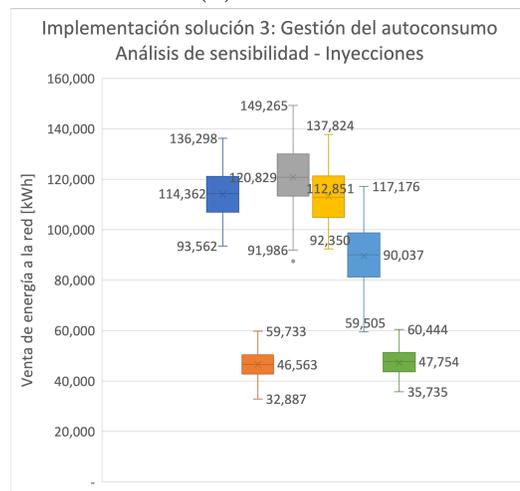
(a) Pagos



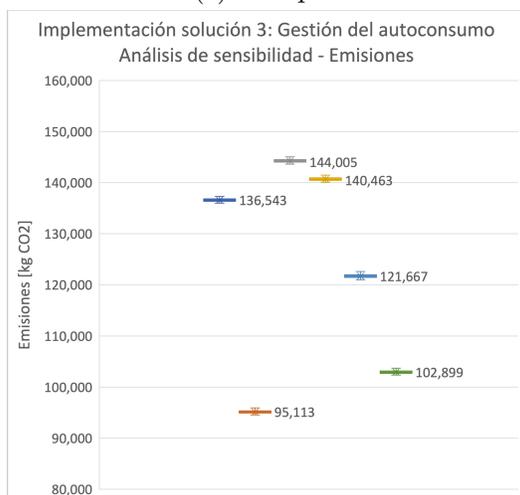
(b) Ahorros



(c) Compra



(d) Venta



(e) Emisiones

- sin satisfacción w1=w2=0.5
- bess w1=w2=0.5
- tarifa flexible cmg
- tarifa flexible +/- 30%
- bess + flexible cmg w1=w2=0.5
- bess + flexible 30% w1=w2=0.5

(f) Leyenda

Figura 5.13: Análisis de sensibilidad ante variaciones en un 10% del consumo base (no gestionable).

<p>PROBLEMA</p> <p>Grandes volúmenes de energía renovable vertidas. Racionamiento de energía. Uso ineficiente de la red.</p> <p><u>Empresas generadoras:</u> Desacople entre consumo y disponibilidad energética, lo que afecta al sistema y directamente a empresas generadoras por su exposición al costo marginal.</p> <p><u>Consumidores:</u> Alto gasto por concepto eléctrico.</p> <p><i>Alternativas existentes:</i></p> <p><u>Empresas generadoras:</u> Tarifas diferenciadas por bloques horarios.</p> <p><u>Consumidores:</u> Reducir su consumo dentro de sus posibilidades.</p>	<p>SOLUCIÓN</p> <p><u>Empresas generadoras:</u> Flexibilidad aportada por clientes. Valor agregado a su negocio.</p> <p><u>Consumidores:</u> Pagos por ajustes en el consumo eléctrico. Indicaciones sencillas para el actuar del usuario. Monitoreo y reporte de contribución medioambiental.</p>	<p>PROPUESTA DE VALOR</p> <p>Empresas generadoras: Consumo eléctrico flexible que disminuye el costo de abastecimiento.</p> <p>Consumidores: Pagos por ajustes en el consumo eléctrico y apoyo al medioambiente.</p> <p><i>High concept:</i></p> <p>Generación distribuida trasladable cuya localización será optimizada a zonas con ineficiencias de mercado y/o restricciones técnicas (desacoples de energía y precios, congestiones, saturación de equipos eléctricos, indisponibilidad de recursos, entre otros).</p>	<p>VENTAJA COMPETITIVA</p> <p>Disponibilidad de información.</p> <p>Efectos de red a gran escala.</p> <p>Comunidad.</p>	<p>SEGMENTOS DE CLIENTES</p> <p>Empresas generadoras eléctricas (clientes).</p> <p>Consumidores de energía eléctrica considerados clientes libres con interés en bajar sus gastos por consumo eléctrico y contribuir en la disminución de emisiones contaminantes (clientes - usuarios).</p>
<p>ESTRUCTURA DE COSTOS</p> <p>Recursos humanos. Infraestructura de comunicaciones. Equipamiento para automatización (no estrictamente requerido).</p>		<p>FLUJOS DE INGRESOS</p> <p><u>Empresas generadoras:</u> Porcentaje (%) del ahorro generado. <u>Consumidores:</u> Porcentaje (%) de los ingresos percibidos.</p>		

Figura 5.14: Propuesta de modelo Lean Canvas solución gestión de demanda.

afectados por el problema descrito, empresas suministradoras (generadoras eléctricas) y consumidores de energía. Desde el punto de vista de las empresas generadoras, existe un riesgo elevado en la exposición a los costos marginales a la que se ven enfrentados en el mercado spot, donde este desacople entre precios económicos de energía y el consumo de sus clientes los lleva a enfrentar costos de suministro elevados, sensibles a las contingencias del sistema, en particular cuando este se encuentra en momentos de estrés. Por otro lado, se consideran a aquellos consumidores de gran tamaño con contratos de suministro establecidos directamente con empresas generadoras, es decir, se trata de clientes libres. Los consumidores de energía poseen gastos relevantes por concepto eléctrico, en particular aquellos intensivos en consumo eléctrico. Además, muchos consumidores desean ser parte de la lucha contra la crisis climática, pues además esto conlleva una mejora en la imagen de las empresas detrás de los consumidores de mayor tamaño.

- **Propuesta única de valor:** Como se reconocen dos segmentos de clientes, se ha definido una propuesta de valor para cada uno de ellos. La propuesta de valor para las empresas generadoras se relaciona con la flexibilidad que pueden entregar sus clientes y que implicaría reducciones en el costo de abastecimiento asociado a su consumo energético. Por el lado de los consumidores, se trata de la posibilidad de percibir ingresos por la adaptación de su consumo eléctrico, a la vez que cuantifican su contribución medioambiental asociada a su gestión energética.
- **Solución:** La solución para las empresas generadoras se sintetiza en la flexibilidad de sus clientes, incluso pudiendo responder en tiempo real a las necesidades del sistema. Adicionalmente, se reconoce un valor adicional agregado al negocio de las empresas

generadoras, asociado con una imagen de innovación, que responde a las problemáticas actuales. En cuanto a los consumidores, estos obtienen pagos por sus ajustes, los cuales son orientados a través de indicaciones sencillas. Además, se da acceso a información sobre su consumo y contribución medioambiental.

- **Canales:** Se considera la construcción de una página web de presentación de la solución y sus atributos. Para llegar a las empresas generadoras se considera la participación en eventos (conferencias, ferias, entre otros) y la publicidad a través de medios de comunicación especializados del sector. Los consumidores clientes de esta solución serían traspasados a través de las empresas generadoras, como un servicio adicional ejecutado por una empresa *partner*. También se considera la posibilidad de que los consumidores lleguen por interés propio a través de redes sociales o publicidad en medios de comunicación masiva convencionales.
- **Flujo de ingresos:** La premisa de esta solución es que existirán ahorros en el costo de abastecimiento generados producto del cambio en el consumo de consumidores. La mayor parte de estos ahorros serán repartidos entre los clientes, empresa generadora y consumidor. El margen corresponderá al pago de la empresa ejecutora de la solución. Ambos segmento de clientes pagarán un porcentaje de sus beneficios, del ahorro en el caso de la empresa generadora y de los ingresos en el caso del consumidor.
- **Estructura de costos:** Los costos para la empresa ejecutora de la solución la estructura de costos viene dada por el pago en recursos humanos, quienes se preocupan del desarrollo de los modelos asociados, la planificación de los programas de gestión en energética y recomendaciones en general. En caso de ser necesario, infraestructura de comunicación o automatización. Se considera que dada la naturaleza de los consumidores, estos ya poseen equipos de medidas requeridos.
- **Métricas clave:** Se medirá el nivel de contratación y retención a través de los acuerdos establecidos y la capacidad de los consumidores de efectivamente ejecutar los programas de gestión establecidos. Asimismo, se considera la validación de los clientes (empresas generadoras y consumidores) a través del nivel de satisfacción como indicador de recomendación de la solución, al igual que la invitación a otras empresas.
- **Ventaja competitiva:** Para la ejecución de la solución se requiere de información de consumo, la cual ya se encuentra disponible, pues debe ser reportada ante el Coordinador Eléctrico Nacional. Los efectos de la implementación de la solución son relevantes, pudiendo tener efectos sistémicos importantes si se aplica a gran escala, beneficiando a todo el sistema eléctrico. En línea con lo anterior, la solución permite establecer una comunidad de personas que incorporan una nueva forma de apoyan en el combate contra la crisis climática.

Cabe mencionar que el modelo de negocios presentado fue modificado respecto a una versión inicial preliminar, cuyos ajustes fueron identificados a partir del proceso de cuantificación de los impactos económicos y medioambientales, los que se describen a continuación.

5.4.2. Cuantificación impacto económico y medioambiental

Elección de horas para la gestión

Como el objetivo es desplazar la energía consumida de las horas más costosas a aquellas con menores costos marginales, primero se hace necesario reconocer las horas donde existe mayor probabilidad en que el costo marginal sea elevado. En este caso se utiliza como referencia el precio nudo de energía de corto plazo (PNCP) en la barra Alto Jahuel, cuyo valor correspondiente al primer semestre del año 2022 es de 47,022 [\$/kWh]. La figura 5.15 presenta la cantidad de veces en el mes de evaluación en donde el costo marginal de la barra de suministro es superior al valor de referencia considerado, distribuida horariamente. Considerando que abril posee 30 días, la cantidad de ocurrencias máxima es de 30 por cada hora.

	Precio de referencia [\$/kWh]
Hora	47,02
1	30
2	30
3	30
4	30
5	30
6	30
7	30
8	25
9	14
10	17
11	15
12	18
13	18
14	17
15	17
16	15
17	19
18	28
19	30
20	30
21	30
22	30
23	30
24	30

Figura 5.15: Ocurrencias costo marginal superior a precio de referencia en barra bajo estudio.

A partir de la figura se observa que las mejores horas para gestionar energía son entre las 19:00 y las 8:00 am, pues durante los 30 días de análisis el costo marginal es mayor al precio de referencia. Cabe destacar que dichas horas coinciden con el horario no laboral.

La figura 5.16 muestra la cantidad de días en que el costo marginal es superior al valor de referencia, considerando valores entre 20 [\$/kWh] y 100 [\$/kWh].

Análogamente, e independiente del valor del precio de contrato, las mejores horas para gestionar energía son entre las 19:00 y las 8:00 horas, con respecto al resto de horas para cada caso. Esta tendencia se encuentra evidentemente marcada para aquellos casos donde el precio de contrato es de hasta 80 [\$/kWh]. En particular, a precios de contrato de hasta 60

Hora	Precio de referencia [\$/kWh]									
	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
1	30	30	30	30	29	28	24	21	17	
2	30	30	30	30	29	27	23	19	17	
3	30	30	30	30	30	27	22	17	12	
4	30	30	30	30	30	25	18	12	12	
5	30	30	30	30	29	24	19	10	8	
6	30	30	30	30	30	26	20	12	10	
7	30	30	30	30	30	27	23	16	13	
8	30	30	26	24	22	18	15	11	8	
9	23	23	21	11	9	8	8	6	5	
10	24	23	21	15	11	10	7	7	6	
11	24	23	21	14	13	10	8	7	7	
12	23	23	21	17	13	11	9	8	7	
13	22	22	19	16	12	11	8	7	6	
14	20	20	19	16	14	12	7	5	5	
15	21	20	20	16	16	12	8	7	7	
16	19	18	17	14	13	8	6	6	5	
17	21	19	19	19	18	16	12	9	9	
18	28	28	28	28	26	25	24	21	20	
19	30	30	30	30	30	29	27	24	21	
20	30	30	30	30	30	30	30	26	21	
21	30	30	30	30	30	29	29	24	19	
22	30	30	30	30	30	29	28	22	16	
23	30	30	30	30	30	29	25	21	17	
24	30	30	30	30	30	28	26	21	15	

Figura 5.16: Ocurrencias costo marginal superior a diferentes referencias.

\$/kWh durante los 30 días es mayor el costo marginal que precio de referencia entre las 19:00 y las 24:00 horas.

Otro atributo que puede variar caso a caso es la localización del usuario que gestionará su energía. La figura 5.17 presenta la cantidad de veces en que el costo marginal es superior al costo de referencia (47,02 [\$/kWh]), considerando todas las barras del sistema (1.389 barras en total). El valor máximo de ocurrencias viene dado por la multiplicación de la cantidad de barras y de días en el mes de evaluación (41.670 ocurrencias).

La imagen muestra que se mantiene la tendencia de las mejores horas para la gestión, en particular se destaca el bloque entre las 19:00 y las 5:00 horas. Explícitamente, durante el bloque mencionado todas las barras del sistema durante los 30 días bajo estudio poseen costos marginales superiores al precio de referencia utilizado. A partir de esto es posible asegurar que, para el mes bajo estudio, siempre se percibirán ahorros entre las horas mencionadas, independiente de la localización del cliente.

Este proceso de selección de horas para la gestión estableció un bloque horario que coincide con horas no laborales, es decir, se construye un cronograma para la gestión desplazando consumo desde horarios no laborales a horarios laborales (diurnos), lo que podría además comprometer impactos positivos en la calidad de vida de los trabajadores. Asimismo, el bloque horario resultante es coincidente con el perfil de generación solar, por lo que se encuentra alineado con la penetración de energía solar y, en consecuencia, con la transición energética. Además, se demuestra que existe flexibilidad en cuanto al precio de referencia y la localización del consumidor.

Hora	Ocurrencias en todo el sistema a precio de referencia de 47,02 [\$/kWh]	
1	41664	99,99%
2	41636	99,92%
3	41642	99,93%
4	41642	99,93%
5	41456	99,49%
6	41456	99,49%
7	41456	99,49%
8	35529	85,26%
9	19534	46,88%
10	23939	57,45%
11	23548	56,51%
12	27111	65,06%
13	25211	60,50%
14	23991	57,57%
15	24549	58,91%
16	20630	49,51%
17	25853	62,04%
18	37935	91,04%
19	41669	100,00%
20	41670	100,00%
21	41669	100,00%
22	41669	100,00%
23	41668	100,00%
24	41668	100,00%

Figura 5.17: Ocurrencias costo marginal superior a precio de referencia en todas las barras del sistema.

Determinación de ahorros, pagos y balance medioambiental

Las figuras 5.18 y 5.19 muestran el perfil de consumo diario promedio y mensual resultante del programa de gestión fijo implementado al consumidor bajo estudio.

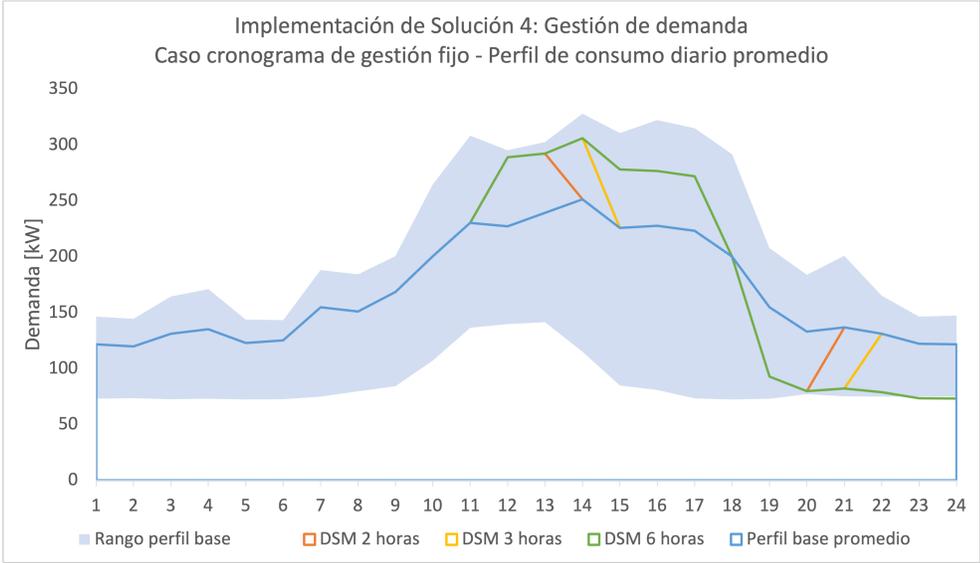


Figura 5.18: Perfil de consumo diario promedio posterior a la gestión energética en 2, 3 y 6 horas definidas.

Tal como se observa de los perfiles, el consumo se modifica siempre siguiendo la regla horaria definida. Como el perfil base del consumidor bajo estudio posee cierto grado de similitud con el complementario a la curva de costos marginales (mayor consumo en horas

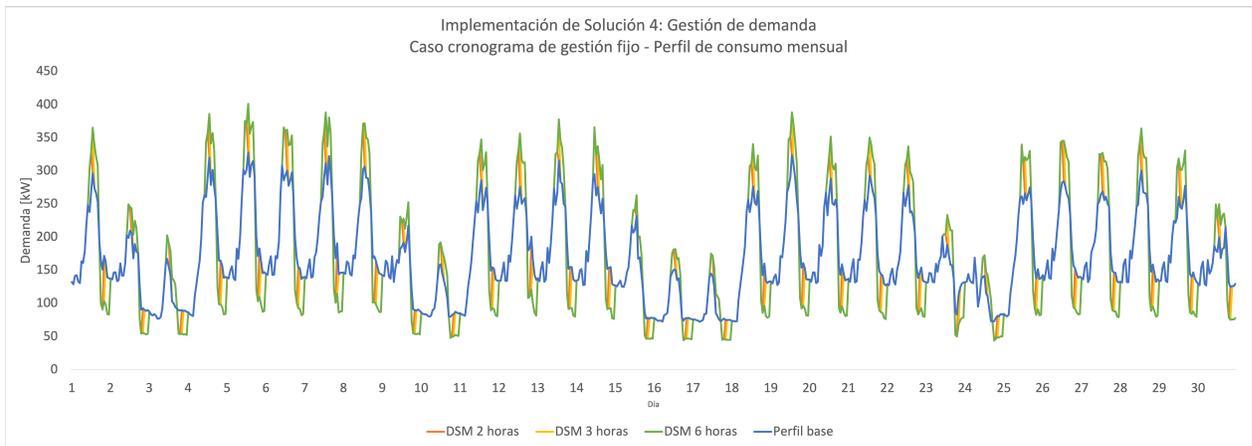


Figura 5.19: Perfil de consumo mensual posterior a la gestión energética en 2, 3 y 6 horas definidas.

diurnas, menores consumo en horas nocturnas), el aumento en el consumo sucede en horas de mayor intensidad energética del consumidor. De manera análoga, las disminuciones en el consumo suceden en horas de menor consumo base. Esto profundiza un funcionamiento más activo en horarios de luz, lo que va en línea con una mejora en la calidad de vida de los trabajadores, pues este cambio en el consumo energético podría implicar reprogramación de procesos y turnos laborales.

Por otro lado, es importante mencionar que dado que la aplicación fue ejecutada a través de una regla estricta, existe un aumento en la demanda máxima y una disminución en la demanda mínima del consumidor. Esto puede indicar una inviabilidad en el cronograma de gestión propuesto, ya sea por restricciones técnicas que limitan la capacidad de la infraestructura eléctrica para el suministro de demandas más altas, como también una desconexión con la realidad del consumidor al disminuir su consumo mínimo, pues podría no estar considerándose un consumo base mínimo requerido por el usuario. Se espera que en casos donde el perfil de consumo base sea complementario al de este consumidor, estas posibles restricciones no tendrían implicancias negativas para el consumidor.

Las figuras 5.20 y 5.21 muestran el perfil de consumo diario promedio y mensual resultante del programa de gestión fijo implementado al consumidor bajo estudio.

A partir de las figuras es posible observar el comportamiento de los diferentes mecanismos de gestión flexible considerados. Es importante recordar que cada perfil ha sido optimizado siguiendo sus propias restricciones pero considerando la misma función objetivo, minimizar el costo de abastecimiento. En el perfil diario promedio se observan similitudes entre el perfil resultante de la gestión energética en horas razonables (DSM horas razonables) y de la gestión sin restricciones horarias ni del porcentaje del consumo a gestionar (DSM 100 % flexible). La distancia entre ambos perfiles es mayor justamente en los horarios nocturnos, donde no es posible gestionar energía para el caso DSM horas razonables. El perfil resultante de la gestión limitada al 40 % del consumo base de cada hora sigue la misma forma que los anteriormente mencionados, pero más suavizada. Finalmente, el perfil único básicamente toma valores de demanda mínima en horarios no laborales o inhábiles (de 18:00 a 8:00 hrs.) y de demanda máxima en horarios laborales (de 8:00 a 18:00 hrs.). Los perfiles de todos los mecanismos

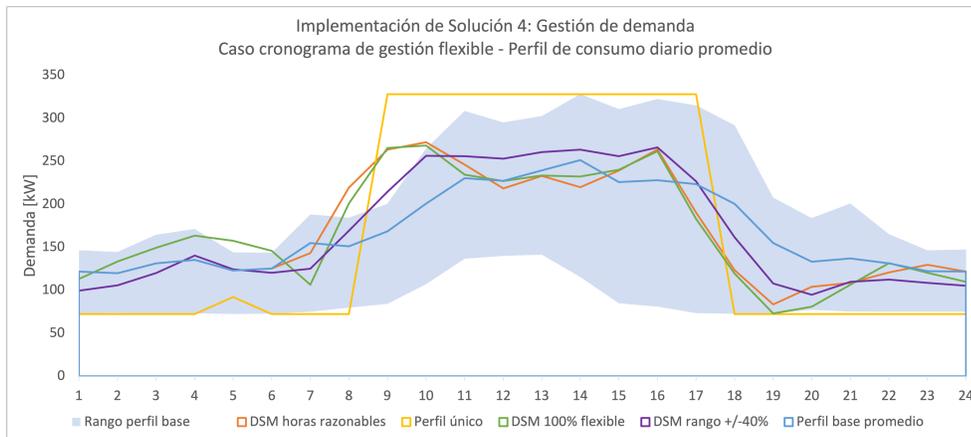


Figura 5.20: Perfil de consumo diario promedio caso flexible posterior a la gestión energética.

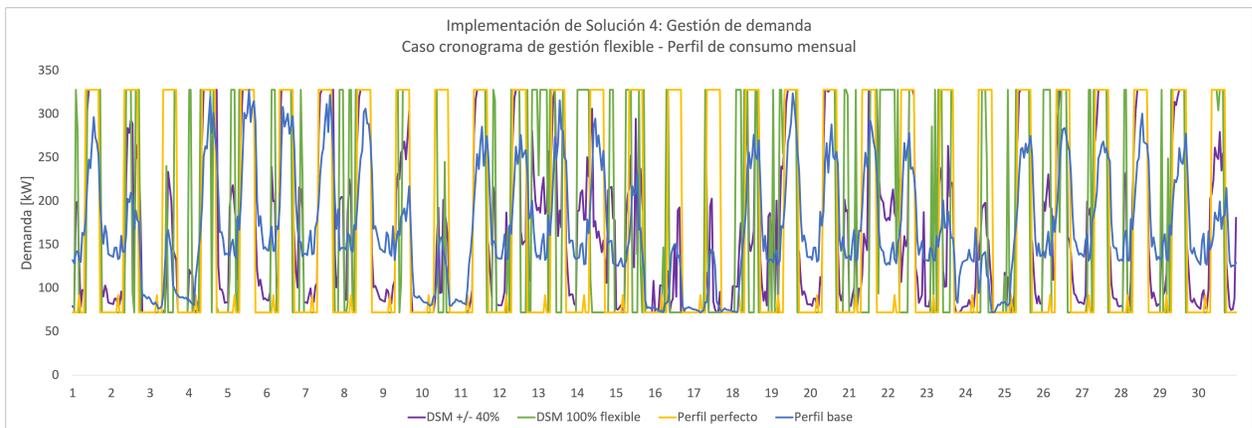


Figura 5.21: Perfil de consumo mensual caso flexible posterior a la gestión energética.

flexibles implementados desplazan la energía de horas inhábiles a hábiles, asemejándose al perfil de generación solar; similar a lo obtenido en el cronograma fijo, validando la elección de horas en que se aumenta o disminuye el consumo.

En cuanto al perfil mensual, es importante exponer que el perfil que más se asemeja al original, en su forma, es el perfil que limita su gestión al rango del 40% del consumo base. En los demás casos el comportamiento es más irreal, pasando de tomar valores de demanda mínimos a máximos con rapidez.

Las figuras 5.22 y 5.23 muestran el perfil de consumo diario promedio y mensual resultante del programa de gestión fijo implementado al consumidor bajo estudio.

Este caso corresponde a la aplicación del cronograma fijo de gestión a la totalidad de clientes que poseen contrato de suministro con la misma empresa generadora en la barra de estudio. El perfil base utilizado corresponde a la demanda agregada de los consumidores. Se trata de un perfil menos variable que el del consumidor único.

A partir de las imágenes se ven efectos similares al caso de cronograma de gestión fija para un único cliente, el perfil de consumo resultante se asemeja a la curva de generación solar. En

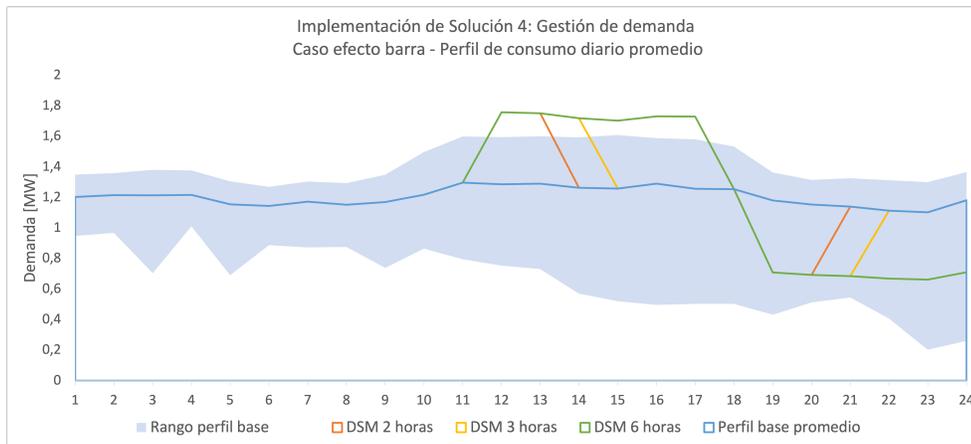


Figura 5.22: Perfil de consumo diario promedio caso efecto barra posterior a la gestión energética.

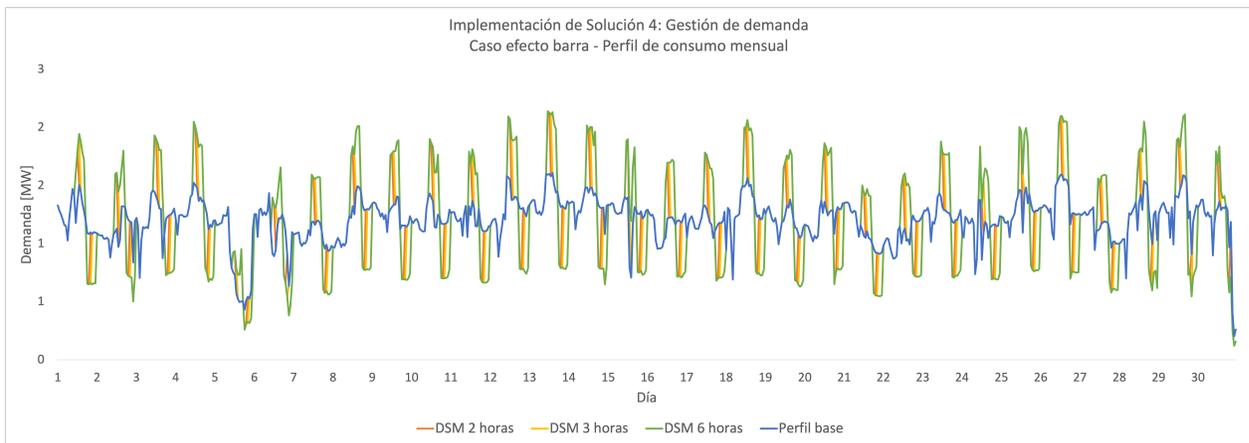


Figura 5.23: Perfil de consumo caso efecto barra posterior a la gestión energética.

el perfil de consumo mensual se observa que también se transgreden las demandas máximas y mínimas del perfil base. Sin embargo, existen momentos en que la demanda máxima no se encuentra aumentada producto de la gestión, pues la demanda máxima del día está en otro horario, diferente al de la gestión. Análogamente ocurre lo mismo con la demanda mínima.

La 5.24 presenta el balance energético obtenido posterior a la implementación de los cronogramas de gestión fija y flexible en el caso de consumidor único, y cronograma de gestión fijo para observar el efecto a nivel de barra de suministro.

En el caso del cronograma de gestión fijo es evidente que a mayor horas destinadas para la gestión, mayor será la energía total desplazada. De manera similar, en el caso de gestión flexible, se tiene que a mayor restricción menor es la energía desplazada. Se observa además que la contribución en términos de energía es notablemente superior en el caso flexible con respecto al fijo. El impacto porcentual en energía desplazada para los cronogramas fijos del consumidor único y de la barra es similar, pero mayor en el caso de la barra. Esto se explica por las diferencias en la forma de los perfiles de consumo.

La figura 5.25 muestra el balance económico alcanzado en cada caso de gestión energética.

Energía total base [kWh]	121.548,52
---------------------------------	------------

Energía total desplazada [kWh]						
DSM 2 HORAS	DSM 3 HORAS	DSM 6 HORAS	DSM 100% flexible	DSM en horas razonables	DSM rango +/- 40%	DSM perfil único
3.450,05	5.089,94	9.586,23	33.292,72	23.638,44	19.967,69	28.789,04
2,84%	4,19%	7,89%	27,39%	19,45%	16,43%	23,69%

(a) Consumidor único cronograma fijo y flexible

Energía total base [MWh]	867,21
---------------------------------	--------

Energía total desplazada [MWh]		
DSM 2 HORAS	DSM 3 HORAS	DSM 6 HORAS
28,00	41,66	82,41
3,23%	4,80%	9,50%

(b) Efecto barra

Figura 5.24: Balance energético posterior a la implementación de la solución.

El balance financiero muestra que en todos los casos la implementación de gestión energética obtuvo resultados positivos en términos económicos. Se evidencia también que las horas escogidas del cronograma fijo de gestión fueron acertadas, pues en los tres casos (DSM 2, 3 y 6 horas) se obtienen ahorros y no perjuicios respecto al costo de abastecimiento inicial.

Se observa además una correlación entre la energía desplazada y los ahorros obtenidos, en la medida que aumenta la energía total desplazada mayores son los ahorros generados. Tal como era de esperar la gestión con mejores resultados económicos es aquella que en su problema de optimización se consideraron menos restricciones, lo que a su vez la hace un caso menos realista. En los casos de gestión flexible más realistas (DSM en horas razonables y rango +/-40 %) se alcanzaron ahorros superiores al 10 % del costo de abastecimiento inicial, y entre sí se diferencia en menos de un 1 %.

El indicador “Pagos por desplazamiento” fue construido como una referencia de cuánto sería el beneficio económico que alcanzaría el consumidor producto de su gestión energética. Dado que se consideró un valor por cada unidad de energía desplazada ($30[\$/kWh]$), el pago total resultante en cada caso es proporcional a la cantidad de energía desplazada. Se consideró además que el ahorro para la generadora tomaría el mismo valor que lo que se le paga al consumidor por su gestión. El margen resultante corresponde al monto de dinero que podría quedar para la empresa ejecutora. Es importante considerar que para la empresa generadora la implementación de la solución no conlleva costos, sin embargo, las adaptaciones en las que deba incurrir el consumidor de manera de ajustar su consumo según los cronogramas que se entregan podrían implicar en gastos. En consecuencia, podría considerarse una modificación en la propuesta de manera de que los gastos que conlleven los ajustes para el consumidor sean financiados de manera equitativa entre la empresa generadora y el consumidor.

La figura 5.26 muestra el balance medioambiental resultante de cada caso de gestión energética.

De las figuras se observa que en todos los casos existe un beneficio medioambiental posi-

Costo de abastecimiento inicial [\$]	\$ 11.815.619
---	---------------

Costo de abastecimiento [\$]						
DSM 2 HORAS	DSM 3 HORAS	DSM 6 HORAS	DSM 100% flexible	DSM en horas razonables	DSM rango +/- 40%	DSM perfil único
\$ 11.561.108	\$ 11.454.037	\$ 11.210.882	\$ 9.704.289	\$ 10.346.275	\$ 10.453.647	\$ 9.970.863

Total ahorros [\$]						
DSM 2 HORAS	DSM 3 HORAS	DSM 6 HORAS	DSM 100% flexible	DSM en horas razonables	DSM rango +/- 40%	DSM perfil único
\$ 254.510,26	\$ 361.582,07	\$ 604.736,91	\$ 2.111.329,63	\$ 1.469.343,71	\$ 1.361.971,86	\$ 1.844.755,77
2,15%	3,06%	5,12%	17,87%	12,44%	11,53%	15,61%

Pagos por desplazamiento [\$]						
DSM 2 HORAS	DSM 3 HORAS	DSM 6 HORAS	DSM 100% flexible	DSM en horas razonables	DSM rango +/- 40%	DSM perfil único
\$ 103.501,39	\$ 152.698,08	\$ 287.586,78	\$ 998.781,72	\$ 709.153,32	\$ 599.030,76	\$ 863.671,10

Balance Neto [\$]						
DSM 2 HORAS	DSM 3 HORAS	DSM 6 HORAS	DSM 100% flexible	DSM en horas razonables	DSM rango +/- 40%	DSM perfil único
\$ 151.008,86	\$ 208.883,99	\$ 317.150,13	\$ 1.112.547,91	\$ 760.190,39	\$ 762.941,10	\$ 981.084,67

Margen [\$]						
DSM 2 HORAS	DSM 3 HORAS	DSM 6 HORAS	DSM 100% flexible	DSM en horas razonables	DSM rango +/- 40%	DSM perfil único
\$ 47.507,47	\$ 56.185,91	\$ 29.563,35	\$ 113.766,19	\$ 51.037,07	\$ 163.910,34	\$ 117.413,57

(a) Consumidor único cronograma fijo y flexible

Costo de abastecimiento inicial [\$]	\$ 87.430.782
---	---------------

Costo de abastecimiento [\$]		
DSM 2 HORAS	DSM 3 HORAS	DSM 6 HORAS
\$ 85.515.907	\$ 84.626.134	\$ 82.381.902

Total ahorros [\$]		
DSM 2 HORAS	DSM 3 HORAS	DSM 6 HORAS
\$ 1.914.874,73	\$ 2.804.647,64	\$ 5.040.902,08
2,19%	3,21%	5,77%

Pagos por desplazamiento [\$]		
DSM 2 HORAS	DSM 3 HORAS	DSM 6 HORAS
\$ 839.922,78	\$ 1.249.899,23	\$ 2.472.397,80

Balance Neto [\$]		
DSM 2 HORAS	DSM 3 HORAS	DSM 6 HORAS
\$ 1.074.951,95	\$ 1.554.748,41	\$ 2.568.504,28

Margen [\$]		
DSM 2 HORAS	DSM 3 HORAS	DSM 6 HORAS
\$ 235.029,17	\$ 304.849,18	\$ 96.106,48

(b) Efecto barra

Figura 5.25: Balance económico posterior a la implementación de la solución.

tivo, respecto al escenario sin gestión energética. En ese sentido, se valida que, en términos generales, efectivamente las horas menos costosas (con costos marginales más bajos) son aquellas con menos generación contaminante, confirmando así la señal de precio que hoy impone la generación renovable respecto a la generación fósil.

Se observa además que en los casos de cronograma de gestión fijo, las emisiones reducidas aumentan con la cantidad de horas gestionadas. En los casos de gestión flexible no hay una relación entre el nivel de restricción de cada caso y su contribución en las emisiones. Adicionalmente, se observa que el perfil que más se ajusta al perfil de generación solar, es

Total emisiones reducidas [kg CO2]						
DSM 2 HORAS	DSM 3 HORAS	DSM 6 HORAS	DSM 100% flexible	DSM horas razonables	DSM rango +/- 40%	Perfil único
709,687	1003,969	2177,725	3.887,94	2.180,28	3.441,24	6.723,21

(a) Consumidor único cronograma fijo y flexible

Total emisiones reducidas [kg CO2]		
DSM 2 HORAS	DSM 3 HORAS	DSM 6 HORAS
5.020,387	7.376,176	17.565,457

(b) Efecto barra

Figura 5.26: Balance medioambiental posterior a la implementación de la solución.

decir, el caso de perfil único, obtiene la mayor cantidad de emisiones reducidas.

La figura 5.27 muestra el análisis económico resultante en caso de implementar un sistema de almacenamiento que se haga cargo de la gestión energética del consumidor.

Gestión	Energía diaria máxima gestionada [kWh]	Potencia diaria máxima [kW]	CAPEX [MM \$]				Ahorros generados [\$/mes]	Periodo de recuperación [años]		
			Costo energía [USD/kWh]			Costo potencia [USD/kWh]		CAPEX / Costo energía [MM USD/kWh]		
			150	200	250			150	200	250
DSM 2 HORAS	148,779	83,035	\$ 20,085	\$ 26,780	\$ 33,475	\$ 34,297	\$ 254.510	17,81	20,00	22,19
DSM 3 HORAS	225,584	83,035	\$ 30,454	\$ 40,605	\$ 50,756	\$ 34,297	\$ 361.582	14,92	17,26	19,60
DSM 6 HORAS	403,932	83,035	\$ 54,531	\$ 72,708	\$ 90,885	\$ 34,297	\$ 604.737	12,24	14,75	17,25
DSM 100% flexible	2000,177	255,308	\$ 270,024	\$ 360,032	\$ 450,040	\$ 105,453	\$ 2.111.330	14,82	18,37	21,93
DSM en horas razonables	1331,700	244,807	\$ 179,780	\$ 239,706	\$ 299,633	\$ 101,116	\$ 1.469.344	15,93	19,33	22,73
DSM rango 40%	905,584	93,059	\$ 122,254	\$ 163,005	\$ 203,756	\$ 38,437	\$ 1.361.972	9,83	12,33	14,82
Perfil único	1983,522	254,709	\$ 267,775	\$ 357,034	\$ 446,292	\$ 105,206	\$ 1.844.756	16,85	20,88	24,91

Figura 5.27: Análisis económico implementación de almacenamiento ante inflexibilidad del consumidor.

De la figura se observa que la diferencia entre cada caso viene dada principalmente por los tamaños de batería requeridos. Como los tamaños requeridos de la batería a implementar son elevados, los costos de inversión asociados alcanzan valores difíciles de costear. Incluso con los ahorros generados, si estos fuesen replicados en los 12 meses del año, el periodo de recuperación de la inversión varía entre 9,83 a 24,91 años, superando en varias veces la vida útil del sistema de almacenamiento (5 años aproximadamente). Por lo que no parece ser un proyecto viable económicamente. Sin embargo, es importante recordar que solo se está considerando la contribución en los ahorros energéticos que se logran con la implementación de la batería, dejando de lado su posible contribución en potencia.

Si bien los resultados no son positivos, lo importante del ejercicio es que la implementación de un sistema de almacenamiento puede utilizarse como punto de referencia cuando los costos asociados el cambio en el consumo eléctrico (cambios en la operación y planificación del consumidor) sean elevados.

Análisis de sensibilidad

Para el análisis de sensibilidad realizado se realiza una simulación de Montecarlo, utilizando como variable aleatoria el costo marginal asociado a la barra de suministro. Se considera que el costo marginal de la barra sigue una distribución de probabilidad normal, con un promedio y desviación estándar asociado a cada hora del mes, obtenidos a partir de datos

históricos en la barra bajo estudio. La figura 5.28 muestra los perfiles asociados a los costos marginales resultantes para 100 iteraciones.



Figura 5.28: Costo marginal creados análisis sensibilidad solución gestión de demanda.

La figura 5.29 muestra el comportamiento de los ahorros generados en las 100 iteraciones ejecutadas.

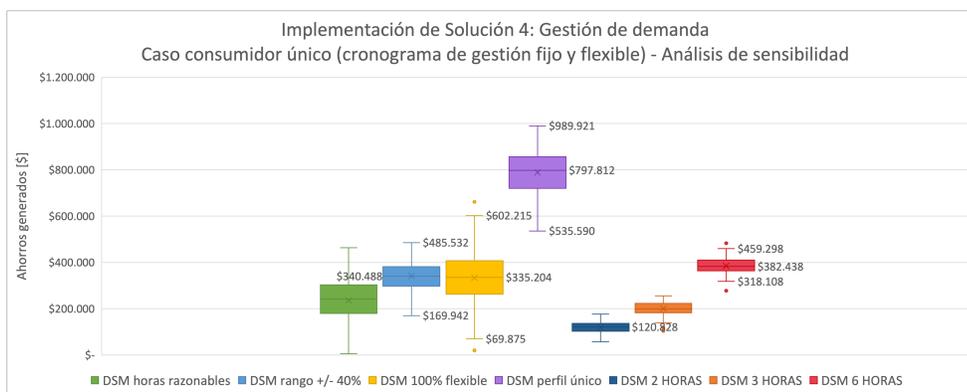


Figura 5.29: Análisis de sensibilidad ante cambios en costos marginales en barra de suministro.

A partir de los resultados se observa que los cronogramas de gestión fija son menos sensibles a la variación en los costos marginales con respecto a los casos de cronograma flexible. En particular, los cronogramas de gestión en horas razonables, el completamente flexible y con perfil único replicado a lo largo del mes, son los más sensibles. Incluso, existen iteraciones con resultados negativos en los ahorros para el caso DSM en horas razonables.

Se destaca que sobre el primer cuartil en todos los casos existen beneficios económicos producto de la implementación de la solución. Incluso, en los casos de gestión flexible, sobre el promedio de cada caso (marcado en la mitad de cada caja) el comportamiento de los ahorros generados está en línea con el caso de estudio, es decir, el orden creciente en el que se obtienen mayores ahorros es: DSM en horas razonables, DSM rango +/- 40 %, DSM 100 % flexible y DSM perfil único. Análogamente, el comportamiento se replica, respecto al caso de estudio, en los casos de cronograma fijo.

5.5. Recomendaciones para promover y viabilizar nuevos mecanismos de empoderamiento del consumidor de energía eléctrica

La siguiente sección recoge una lista de propuestas de iniciativas, cambios regulatorios y/o políticas públicas, que permitirían propiciar escenarios favorables para la implementación de mecanismos de empoderamiento del consumidor de energía eléctrica o para mejorar los beneficios sociales de los modelos de negocio propuestos.

- Disponer en la red información sobre electrodomésticos con etiquetado de eficiencia energética. De esta manera se podrá acceder en un mismo lugar a la información el etiquetado y los detalles de los indicadores que contiene.
- En cuanto a electrodomésticos inteligentes, se sugiere que el regulador considere su estandarización, en cuanto a protocolos de comunicación, conectividad, granularidad temporal de comunicación del aparato, entre otros aspectos. De esta forma la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) podría incluirlo en la certificación de electrodomésticos, creando una nueva categoría de *smart home* o electrodomésticos inteligentes.
- Disponer de la información sobre estado de la red, especialmente la capacidad disponible para la conexión de medios energéticos distribuidos, en particular aquellos acogidos a la Ley de Netbilling. De esta forma se promoverá la conexión de proyectos de generación distribuida donde exista capacidad de la red. Esta información podría ponerse a disposición directamente a través de las Plataformas de Información Pública (Res. Exenta N°31.694 de SEC) que actualmente gestionan las empresas distribuidoras, o a través de la cuenta de electricidad, como información adicional para los usuarios.
- En línea con el punto anterior, se propone la realización de un mapa de calor que represente la capacidad de la red para la conexión de medios energéticos distribuidos. Este mapa podría ser complementario al asociado al Programa Ciudad Ciudad Solar del Ministerio de Energía².
- Disponer de información sobre el factor de emisiones horario por unidad de energía en tiempo real del sistema eléctrico nacional, aunque idealmente podría encontrarse desagregado por zonas o barras de nudo. De esta forma se podrá informar a la ciudadanía sobre qué tan contaminante es su consumo en el momento de consulta.
- Implementar proyectos demostrativos para estudiar la elasticidad de los consumidores de energía eléctrica, considerando diferentes incentivos (económico, medioambientales u otros) y analizando el comportamiento de diferentes tipos de usuarios (diferenciados por tamaño, por zona, por uso, entre otros).
- Elaborar un modelo capaz de capturar y pronosticar el comportamiento de los diferentes agentes del mercado eléctrico chileno, de manera de simular la implementación de diferentes políticas públicas y reconocer el impacto para los agentes del sector. Así será posible para el ejecutivo contemplar los posibles perjuicios de los agentes y canalizar sus esfuerzos en diseñar las formas en reducirlos o eliminarlos.

²<https://cs.exploradorenergia.cl>

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

El presente trabajo cuantificó los efectos de la implementación de productos, servicios o modelos de negocio, cuyo fin es el empoderamiento del consumidor de energía eléctrica. Las propuestas de las soluciones implementadas consideraron el contexto actual del mercado eléctrico, con sus leyes y regulaciones. Para la elaboración de las propuestas mencionadas se realizó un levantamiento contextual sobre las necesidades y oportunidades existentes para diferentes soluciones bajo estudio, las cuales a su vez fueron seleccionadas a partir de la experiencia internacional. El levantamiento contextual se llevó a cabo a través de un proceso de entrevistas ejecutando entrevista con personas representantes de los agentes incumbentes del sector eléctrico chileno, entidades públicas y privadas. Para ello se elaboró una metodología que permitía a partir de la información levantada puntuar en diferentes aspectos las soluciones evaluadas. Los criterios de evaluación fueron clasificados en levantamiento de oportunidades socioambientales, regulatorias y de mercado, y de recursos disponibles. La metodología propuesta permitió jerarquizar las once soluciones inicialmente propuestas, ordenándolas desde aquellas con mayores oportunidades para ser desarrolladas en nuestro país a aquellas con mayores barreras o más alejadas de las necesidades sociales y técnicas de nuestro sistema eléctrico. Así se obtuvieron las cuatro soluciones que pasaron al proceso de simulación y cuantificación de sus efectos.

Las cuatro soluciones seleccionadas fueron (1) eficiencia energética, (2) generación distribuida, (3) gestión del autoconsumo y (4) gestión de demanda. Sin embargo, su concepción era demasiado amplia, por lo que era necesario aterrizar su aplicación a un producto, servicio y modelo de negocios práctico, innovador e implementable. A partir de una revisión de diferentes aplicaciones implementadas en mercados internacionales de la energía, la información levantada con la opinión experta en las entrevistas y el criterio de quién desarrolla este trabajo, se elaboraron propuestas iniciales que permitían enmarcar y tangibilizar la implementación de las soluciones a estudiar. Posteriormente se desarrolló el modelo de negocios asociado a cada propuesta y se cuantificó su impacto a nivel económico, energético y medioambiental.

La propuesta asociada a la solución eficiencia energética trata de un sistema de recomendaciones personalizadas de medidas de eficiencia energética, ajustado a las necesidades y preferencias del usuario, con monitoreo y reporte del consumo eléctrico y medioambiental. Para la implementación se consideró como caso de estudio un hogar real ubicado en la comuna

de Las Condes, caracterizado por un consumo energético intensivo en particular durante los meses de invierno. Se simuló la implementación de 5 medidas de eficiencia energética asociadas a hábitos, por lo que no conllevan inversión y sus efectos son inmediatos. Se obtuvieron ahorros económicos de hasta el 31 % en la cuenta eléctrica y se redujeron hasta un 32 % de las emisiones de CO₂ por concepto eléctrico.

La solución generación distribuida consideró como propuesta de aplicación la localización planificada de proyectos solares fotovoltaicos trasladables para autoconsumo sin inyección, para la reducción del costo de suministro que empresas generadoras deben cubrir para suministrar a sus clientes libres. Se consideró como caso de estudio un cliente libre ubicado en la comuna de Pucón en la Región de la Araucanía, cuyo consumo mensual durante el mes bajo evaluación fue de 116,786 [MWh]. Se simuló la implementación de un proyecto solar de 300 [kWp]. Gracias a la generación solar local incorporada se alcanzó un ahorro económico del 8,6 % del costo de suministro base. Como la propuesta consideró que el proyecto solar podía ser trasladable una vez que dejaran de existir condiciones favorables, los costos de inversión fueron divididos en trasladables y no trasladables, cuya definición se relaciona con la posibilidad de transferir lo invertido. Para el caso de estudio se estableció que se requería de que el proyecto solar estuviese ubicado en la locación durante 1,88 años como mínimo para cubrir los costos no trasladables, mientras que si se deseaba recuperar la totalidad de la inversión (incluyendo los costos trasladables) se debía mantener el proyecto solar por 7,28 años más. Los resultados son cuantiosos considerando el tamaño del cliente.

Por su parte, a la solución gestión de autoconsumo se le atribuyó como propuesta un sistema de gestión energética que minimizara la cuenta eléctrica y/o el impacto medioambiental para usuarios acogidos a la Ley de Netbilling. Para el caso de estudio se consideró un cliente residencial real de la comuna Isla de Maipo, quien en su vivienda posee un equipo de generación solar conectado a la red de 5 [kWp] de capacidad, además este usuario posee un automóvil eléctrico. Se evaluaron diversos casos para analizar diferentes condiciones de aplicación. Se observó que incluir atributos de satisfacción del cliente no resulta diferente a no incluirlos. También se obtuvo que el desempeño de una tarifa flexible por bloques horarios (considerando recargos y rebajas de un 30 %) es análogo al desempeño alcanzable al incorporar un sistema de almacenamiento de energía (ahorros del 34 % en la cuenta eléctrica). Asimismo, se observó que una tarifa totalmente flexible, donde se traspasa el costo marginal de la barra de suministro como cargo por energía, solo entrega resultados considerables cuando el consumo del usuario se adapta realmente a las señales de precio (ahorros de hasta un 59 % cuando se incorpora un sistema de almacenamiento); en caso contrario se obtiene el peor desempeño de los casos estudiados (ahorros del 8 %). En todos los casos la tarifa flexible por bloques resultó más beneficiosa para el usuario que la flexible por costo marginal.

Para la solución gestión de demanda se propuso un sistema de pagos por desplazamiento, donde empresas generadoras pagan para que sus clientes realicen gestión energética en horas críticas (con costos marginales altos), a través de un cronograma de gestión fijo y otro flexible. Se consideró para el caso de estudio un cliente libre ubicado en la comuna de Renca, cuyo consumo energético durante el mes de evaluación fue de 121,637 [MWh]. Para determinar las horas costosas se analizaron datos históricos de la barra de suministro del cliente estableciéndose como criterio la cantidad de veces en que el costo marginal estaba sobre determinado valor, en este caso se utilizó como referencia el precio nudo de energía de corto

plazo (PNCP) en la barra Alto Jahuel establecido durante el primer semestre del año 2022 (47,022 [\$/kWh]). Así se evidenció que las horas menos costosas ocurren durante las horas de luz, por lo que se concluye que existe una señal de precio traspasada por la generación solar a gran escala en el sistema eléctrico nacional. Respecto a los balances energéticos y económicos, el programa de gestión más flexible (con menores restricciones) obtuvo el mejor desempeño (ahorros 17,87 % del costo de suministro inicial), aunque este caso es poco realista considerando que difícilmente un cliente libre podrá ajustar su operación en tiempo real. Sin embargo, programas de gestión energética optimizados pero más realistas (gestión en horas razonables o gestión del $\pm 40\%$ del consumo en cada hora) obtuvieron ahorros superiores al 10 %. El balance medioambiental reafirmó que efectivamente las horas menos costosas (con costos marginales más bajos) son aquellas con menos generación contaminante.

Tal como se ha expuesto a lo largo de este trabajo, existe evidencia teórica y práctica de la existencia de señales económicas que incentivan la participación de los consumidores de energía eléctrica, conllevando un impacto medioambiental positivo. En particular, los resultados recién presentados muestran elementos favorables que validan la hipótesis inicialmente planteada.

Se establece como trabajo futuro ampliar el espectro de análisis asociado al proceso de entrevistas desarrollado, vale decir, aumentar la cantidad de personas consultadas y agudizar la gama de respuestas factibles a cada pregunta, por sobre las actuales respuestas binarias. Asimismo, se propone un análisis más amplio en cuanto a casos de estudio para cada solución propuesta, considerar usuarios tipo clusterizados. En línea con lo anterior, se considera la cuantificación del impacto a nivel sistémico de la implementación de las aplicaciones propuestas en este trabajo, para así reconocer el potencial de estas en relación al proceso de transición energética y meta de carbononeutralidad.

Bibliografía

- [1] Red Eléctrica de España, “Emisiones de co2 asociadas a la generación de electricidad en españa,” 2020.
- [2] Ministerio de Energía, “Carbono neutralidad en el sector energía: Proyección de consumo energético nacional 2020,” [Accesed: December 2022]. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf
- [3] Pennsylvania, New Jersey, and Maryland Interconnection, “2021 demand response operations markets activity report January 2022,” 2022 [Accesed: March 2022]. [Online]. Available: <https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/dsr/2021-demand-response-activity-report.ashx>
- [4] American Council for an Energy-Efficient Economy, “The 2018 international energy efficiency scorecard,” 2018.
- [5] T.A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, crc press ed., 2004.
- [6] Corporación de Desarrollo Tecnológico, In-Data, “Usos de energía de los hogares chile 2018,” Diciembre 2019.
- [7] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, Ministerio de Energía, *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno*, 4th ed., Noviembre 2021.
- [8] Panel de Expertos Ley N° 20.378, “Resolución n°2,” 2019 [Accesed: November 2021]. [Online]. Available: <http://www.paneldeexpertostarifas.cl/documentos/ResN22019.pdf>
- [9] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Guía de formación cívica - la constitución,” [Accesed: November 2021]. [Online]. Available: https://www.bcn.cl/formacioncivica/detalle_guia?h=10221.3/45675
- [10] Partido Demócrata Cristiano, Partido Socialista, Unión Demócrata Independiente, Revolución democrática, Partido por la Democracia, Revolución Nacional, Partido Liberal, Evolución Política, Partido Comunes, Partido Radical, Convergencia Social, “Acuerdo por la paz social y la nueva constitución,” 2019[Accesed: January 2022]. [Online]. Available: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=documentos/10221.1/76280/1/Acuerdo_por_la_Paz.pdf

- [11] Alto Maipo, “Conoce alto maipo,” [Accesed: June 2022]. [Online]. Available: <https://conocealtomaipo.cl>
- [12] La Tercera, “Alto maipo: La amarga y difícil renegociación que inició la hidroeléctrica con sus acreedores,” 2021 [Accesed: June 2022]. [Online]. Available: <https://www.latercera.com/pulso/noticia/alto-maipo-la-amarga-y-dificil-renegociacion-que-inicio-la-hidroelectrica-con-sus-acreedores/URQAHMS5ANHPRIPLPZEAMGM6TQ/>
- [13] Fundación Glaciares de Chile, “Proyecto alto maipo: Cronología de 13 años de destrucción ambiental,” 2021 [Accesed: June 2022]. [Online]. Available: <https://www.glaciareschilenos.org/reportajes/proyecto-alto-maipo-cronologia-de-13-anos-de-destruccion-ambiental/>
- [14] Ministerio de Energía, “Mesa de trabajo descarbonización,” [Accesed: March 2022]. [Online]. Available: <https://www.energia.gob.cl/panel/mesa-de-trabajo-descarbonizacion>
- [15] J. Thogersen, “Consumer behavior and climate change: consumers need considerable assistance,” *CURRENT OPINION IN BEHAVIORAL SCIENCES*, vol. 42, pp. 9–14, DEC 2021.
- [16] D. Geelen, A. Reinders, D. Keyson, “Empowering the end-user in smart grids: Recommendations for the design of products and services,” *ENERGY POLICY*, vol. 61, pp. 151–161, OCT 2013.
- [17] H. Pettifor and C. Wilson, “Low carbon innovations for mobility, food, homes and energy: A synthesis of consumer attributes,” *RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS*, vol. 130, SEP 2020.
- [18] C. Wilson, L. Kerr, F. Sprei, E. Vrain, and M. Wilson, “Potential climate benefits of digital consumer innovations,” in *ANNUAL REVIEW OF ENVIRONMENT AND RESOURCES*, VOL 45, ser. Annual Review of Environment and Resources, A. Gadgil and T. Tomich, Eds., 2020, vol. 45, pp. 113–144.
- [19] P. Palensky, D. Dietrich, “Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, pp. 381–388, 2011.
- [20] O. Ayan, B. Turkay, “Domestic electrical load management in smart grids and classification of residential loads,” *2018 5th International Conference on Electrical and Electronics Engineering*, 2018.
- [21] P. Moreno, M. García, “Respuesta a la demanda para smart home utilizando procesos estocásticos,” 2016.
- [22] I. Lampropoulos, W. L. Kling, P. F. Ribeiro, J. van den Berg, “History of demand side management and classification of demand response control schemes.” *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting, Vancouver*, 2013.

- [23] C. Eid, P. Codani, Y. Chen, Y. Perez, R. Hakvoort, “Aggregation of demand side flexibility in a smart grid: A review for european market design,” *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pp. 1–5, 2015.
- [24] Pennsylvania, New Jersey, and Maryland Interconnection (PJM), “Demand response,” [Accessed: March 2022]. [Online]. Available: <https://www.pjm.com/markets-and-operations/demand-response.aspx>
- [25] L. Mehigan, J.P. Deane, B.P.Ó. Gallachóir, V. Bertsch, “A review of the role of distributed generation (dg) in future electricity systems,” *Energy*, vol. 163, pp. 570–585, 2018.
- [26] K. Gillingham, R. G. Newell, K. Palmer, “Energy efficiency economics and policy,” *Annual Review of Resource Economics*, vol. 1, pp. 597–620, 2009.
- [27] B. P. Koirala, E. van Oost, H. van der Windt, “Community energy storage: A responsible innovation towards a sustainable energy system?” *Applied Energy*, vol. 231, pp. 822–836, 2018.
- [28] J. Widén, “Improved photovoltaic self-consumption with appliance scheduling in 200 single-family buildings,” *Applied Energy*, vol. 126, pp. 199–212, 2014.
- [29] Fronius, “Increase your savings by using more of your solar energy,” [Accessed: March 2022]. [Online]. Available: <https://www.fronius.com/en-au/australia/solar-energy/home-owners/products-and-solutions/photovoltaics/improve-self-consumption>
- [30] S. M. Nosratabadi, R. Hooshmand, E. Gholipour, “A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems,” *RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS*, vol. 67, pp. 341–363, 2017.
- [31] Centrica, “A virtual power plant for every home,” 2020 [Accessed: November 2021]. [Online]. Available: <https://www.centrica.com/media-centre/news/2019/a-virtual-power-plant-for-every-home/>
- [32] G. R. Barai, S. Krishnan, B. Venkatesh, “Smart metering and functionalities of smart meters in smart grid - a review,” *Electric Power Conference, EPEC, IEEE Canada*, pp. 138–145, 2015.
- [33] M. Yilmaz, P. T. Krein, “Review of the impact of vehicle-to-grid technologies on distribution systems and utility interfaces,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, pp. 5673–5689, 2005.
- [34] International Renewable Energy Agency, “Peer-to-peer electricity trading: Innovation landscape brief,” 2020.
- [35] UK Power Networks, “Brixton residents first in uk to trial smart ‘flexible energy’ project,” 2019 [Accessed: January 2021]. [Online]. Available: <https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/news-and-press/press-releases/>

Brixton-residents-first-in-UK-to-trial-smart-flexible-energy-project.html

- [36] B. Kirby, “Ancillary services: Technical and commercial insights,” *Annalen der Physik*, 2007.
- [37] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, “Boletín oficial del estado núm. 335,” 2020 [Accesed: March 2022]. [Online]. Available: https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_7_3_BOEA2020_16964_1base.pdf
- [38] R. Calvo, C. Amigo, M. Billi, A. Cortés, P. Mendoza, R. Tapia, M. A. Urquieta, A. Urquiza, *Hacia un indicador territorializado y tridimensional de pobreza energética*, 2019.
- [39] A. Urquiza, C. Amigo, M. Billi, T. Leal, “Análisis de fuentes secundarias disponibles de alcance nacional,” 2017.
- [40] S. Wilkinson, K. Hojckovab, C. Eona, G. M. Morrison, B. Sandén, “Is peer-to-peer electricity trading empowering users? evidence on motivations and roles in a prosumer business model trial in australia,” *Energy Research Social Science*, vol. 66, 2020.
- [41] J. Schot, L. Kanger, G. Verbong, “The roles of users in shaping transitions to new energy systems.” *Nature Energy*, vol. 1, 2016.
- [42] E.M. Rogers, *Diffusion of innovations*, 4th ed., 2010.
- [43] Comisión Nacional de Energía, “Informe de definición de servicios complementarios,” 2018.
- [44] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile — Asesoría Técnica Parlamentaria, “Componentes y determinación de la tarifa eléctrica para los clientes regulados,” 2020. [Online]. Available: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29411/1/Componentes_y_determinacion_de_la_tarifa_electrica_para_los_clientes_regulados.pdf
- [45] Ministerio de Energía, Agencia de Sostenibilidad Energética, “Programa casa solar,” [Accesed: July 2022]. [Online]. Available: <https://www.casasolar.cl>
- [46] Ministerio de Energía, “Programa techos solares públicos,” [Accesed: July 2022]. [Online]. Available: <https://techossolares.minenergia.cl>
- [47] —, “Ley y plan de eficiencia energética,” [Accesed: July 2022]. [Online]. Available: <https://energia.gob.cl/ley-y-plan-de-eficiencia-energetica>
- [48] Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo, “Guía metodológica para la formulación de políticas públicas regionales,” 2009.
- [49] Sociedad Alemana de Cooperación Técnica (GTZ), “Zopp - una introducción al método,” 1987.
- [50] Ministerio de Energía, “Tips de eficiencia energética,” 2022 [Accesed: July 2022].

- [Online]. Available: <https://usabienlaenergia.minenergia.cl>
- [51] Servicio Nacional del Consumidor (SERNAC), “Guía de consumo responsable 2: la eficiencia energética y el consumo responsable,” 2022 [Accesed: July 2022]. [Online]. Available: <https://www.sernac.cl/portal/607/w3-propertyvalue-15050.html>
- [52] División de Educación Ambiental del Ministerio del Medio Ambiente, “Manual de la casa verde,” 2015 [Accesed: July 2022]. [Online]. Available: <https://casaverde.mma.gob.cl>
- [53] Programa Chile Sustentable, *Guía práctica para el uso eficiente de la energía: Manual para consumidores y usuarios*, 2005.
- [54] Programa Energía Sustentable de Fundación Chile, “Guía residencial de eficiencia energética,” 2009 [Accesed: July 2022]. [Online]. Available: <http://old.acee.cl/system/files/residencial-ee.pdf>
- [55] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Renewable Power Generation Costs in 2021*, 2022.
- [56] Y. Liu, L. Xiao, G. Yao, S. Bu, “Pricing-based demand response for a smart home with various types of household appliances considering customer satisfaction,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 86 463–86 472, 2019.

Anexo A

Referencias presencia de soluciones que empoderan al consumidor en mercados energéticos internacionales

Las siguientes tablas exponen las referencias que respaldan la tabla 2.1, la cual resume la presencia de las soluciones bajo estudio en mercados energéticos internacionales.

Referencias presencia de soluciones de mercados energéticos internacionales.

Solución	Mercado energético	Título	Autor	Link de acceso
Gestión de demanda	PJM	<i>Markets & Operation: Demand response</i>	PJM	Disponible en este link.
	CAISO	<i>Electrical Energy: Demand Response (DR)</i>	Public Utilities Commission	Disponible en este link.
	España	<i>Savings Incentive Programs for Homes</i>	Southern California Edison (SCE)	Disponible en este link.
	PJM	<i>Demand response and load participation</i>	California Independent System Operator (CAISO)	Disponible en este link.
	PJM	Subastas de interruptibilidad	Red Eléctrica (REE)	Disponible en este link.
	CAISO	<i>Policy and regulatory programmes: Distributed Generation (DG)</i>	Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)	Disponible en este link.
	Australia	<i>Distributed energy resource provider</i>	PJM Learning Center	Disponible en este link.
	Alemania	<i>NEM Distributed Energy Resources Program</i>	California Independent System Operator (CAISO)	Disponible en este link.
	Colombia	<i>Overview of Distributed Generation in Germany</i>	California Independent System Operator (CAISO)	Disponible en este link.
	Alemania	<i>Germany Profile: Energy efficiency trends and policies</i>	Australian Renewable Energy Agency (ARENA)	Disponible en este link.
Eficiencia Energética	CAISO	<i>Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida</i>	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (giz) GmbH	Disponible en este link.
	PJM	<i>The German market for energy efficiency services</i>	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Disponible en este link.
	España	<i>Germany's Energy Efficiency Strategy 2050</i>	Odyssee-Mure	Disponible en este link.
	Colombia	<i>Energy Efficiency</i>	T. Flegel, F. Seefeldt, C. Paatzsch, D. Jessing.	Disponible en este link.
	Australia	<i>The Capacity Energy Efficiency Program with Emergent Energy Solutions</i>	Federal Ministry for Economic Affairs and Energy	Disponible en este link.
	UK	<i>Energy y desarrollo sostenible: Eficiencia Energética</i>	California Energy Commission	Disponible en este link.
	Korea	<i>Demanda y eficiencia energética</i>	PJM	Disponible en este link.
	UK	<i>For businesses and energy users</i>	Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico	Disponible en este link.
	Korea	<i>We are YES5</i>	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA)	Disponible en este link.
	PJM	<i>United Kingdom Profile: Energy efficiency trends and policies</i>	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Disponible en este link.
Sistemas de almacenamiento	CAISO	<i>Energy Efficiency (EE) Policies in KOREA</i>	Energy Efficiency Council (EECC)	Disponible en este link.
	España	<i>Energy Storage</i>	Your Energy Saving Solutions (YES)	Disponible en este link.
	UK	<i>Korea Energy Master Plan: Outlook and Policies to 2035 (Second Energy Master Plan)</i>	Odyssee-Mure	Disponible en este link.
	Australia	<i>The Energy Storage Market in Germany</i>	International Energy Agency (IEA)	Disponible en este link.
	CAISO	<i>Storage technologies provide flexible resources in the market</i>	Korea Energy Agency	Disponible en este link.
	España	<i>Analisis del estado actual del almacenamiento detrás del contador en España</i>	Ministry of Trade, Industry and Energy	Disponible en este link.
	UK	<i>Solar Battery - Compare Offers from Local Installers in the UK</i>	PJM Learning Center	Disponible en este link.
	Australia	<i>Powervault Green EnergyStorage: The smart way to store electricity</i>	Germany Trade & Invest (GTAI)	Disponible en este link.
	Australia	<i>Powervault Storage - Home Solar Battery Systems</i>	California Independent System Operator (CAISO)	Disponible en este link.
	UK	<i>Home Owners: Self-consumption</i>	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA)	Disponible en este link.
Gestión de autoconsumo	UK	<i>Smart Energy Devices</i>	Powervault	Disponible en este link.
	Korea	<i>The People's Virtual Power Plant</i>	Energy Matters	Disponible en este link.
	PJM	<i>Analysis of the Virtual Power Plant Model Based on the Use of Emergency Generators in South Korea</i>	Frontis	Disponible en este link.
	CAISO	<i>UKPN to create EV VPP following UK's largest flexibility tender</i>	SolarEdge	Disponible en este link.
Virtual Power Plant (VPP)	UK	<i>Delmarva Elk Neck VPP pilot project</i>	Current News	Disponible en este link.
	CAISO	<i>Join the Tesla Virtual Power Plant (Beta)</i>	PJM	Disponible en este link.
			Tesla	Disponible en este link.

Referencias presencia de soluciones en mercados energéticos internacionales (parte 2).

Solución	Mercado energético	Título	Autor	Link de acceso
Micro-redes	UK	<i>Case Study: The Brooklyn Microgrid</i>	BHESCO	Disponible en este link.
		<i>Smart Islands</i>	<i>Council of the Isles of Scilly</i>	Disponible en este link.
		<i>Public Distribution Microgrid Business Rules</i>	PJM	Disponible en este link.
		<i>PJM's Advanced Technology Initiative</i>	PJM	Disponible en este link.
		<i>Micro grids</i>	Stromnetz Berlin	Disponible en este link.
		<i>Microgrid Use Case: A Shopping Center in Germany</i>	MTU Solutions	Disponible en este link.
		<i>Regional Australia Microgrid Pilots Program</i>	<i>Australian Renewable Energy Agency (ARENA)</i>	Disponible en este link.
		<i>Enova Energy: Byron Bay Arts & Industrial Estate Microgrid Project</i>	Enova Energy	Disponible en este link.
		<i>Kalbarri microgrid</i>	Westernpower	Disponible en este link.
		<i>Microgrids for Electricity Generation in The Republic of Korea</i>	W. Hwang	Disponible en este link.
Vehicle-to-Grid (V2G)	España	<i>Microredes híbridadas eléctricas</i>	Solartia	Disponible en este link.
	Alemania	<i>Vehicle-to-Grid</i>	Tennet	Disponible en este link.
	CAISO	<i>Vehicle-Grid Integration</i>	California Energy Commission	Disponible en este link.
	UK	<i>Vehicle-to-Grid</i>	The Mobility House	Disponible en este link.
		<i>How Electric Vehicles Benefit the Grid</i>	PJM	Disponible en este link.
		<i>A Test of Vehicle-to-Grid (V2G) for Energy Storage and Frequency Regulation in the PJM System</i>	W. Kempton, V. Udo, K. Huber, K. Komara, S. Latendre, S. Baker, D. Brunner, N. Pearce	Disponible en este link.
		<i>The A-Z of V2G</i>	<i>Australian Renewable Energy Agency (ARENA)</i>	Disponible en este link.
		<i>Vehicle-to-grid service approved under regulatory sandbox</i>	The Korea Herald	Disponible en este link.
		<i>Peer-to-Peer Solar Energy Trading: A Guide</i>	Energy Matters	Disponible en este link.
		<i>AGL Virtual Trial of Peer-to-Peer Energy Trading</i>	Australian Renewable Energy Agency (ARENA)	Disponible en este link.
Esquemas Peer-to-Peer (P2P)	Alemania	<i>Local Energy Community – our pilot in Germany</i>	Fever	Disponible en este link.
	UK	<i>Peer to peer local energy trading</i>	<i>Community Energy England</i>	Disponible en este link.
	CAISO	<i>Demand response and load participation</i>	California Independent System Operator (CAISO)	Disponible en este link.
		<i>Ancillary Service Markets</i>	California Independent System Operator (CAISO)	Disponible en este link.
Servicios complementarios	UK	<i>Balancing Services</i>	National Grid ESO	Disponible en este link.
	España	<i>Procedimientos de operación</i>	Red Eléctrica (REE)	Disponible en este link.
		<i>Servicios de ajustes del sistema</i>	Red Eléctrica (REE)	Disponible en este link.
	Australia	<i>Ancillary services</i>	Australian Energy Market Operator (AEMO)	Disponible en este link.

Anexo B

Preguntas entrevistas semi-estructuradas

Condiciones mínimas:

1. ¿Qué necesidad(es) del usuario es posible subsanar gracias a la implementación de la solución?
2. ¿La solución tiene un objetivo claro?
3. Bajo su entendimiento, ¿la solución posee experiencia nacional o internacional que evidencie su implementación exitosa?
4. ¿Cree usted que la solución es aplicable a todo tipo de cliente, independiente de su tamaño o ubicación geográfica?
5. ¿La solución se encuentra enmarcada de alguna forma con políticas públicas existentes?
6. ¿La solución se encuentra alineada con objetivos medioambientales o de desarrollo sostenible del país?

Levantamiento de oportunidades - Socioambientales:

1. ¿Usted cree que la solución se hace cargo de alguna situación que causa descontento social?
2. ¿Cree que la sociedad se encuentra abierta a adoptar la solución?
3. ¿Con la implementación de la solución se democratiza la energía para el consumidor?
4. ¿La implementación de la solución implica cobeneficios colectivos, no necesariamente monetizables o cuantificables?
5. ¿La solución promueve el aumento en la penetración de energías renovables?

6. ¿Cree usted que la solución impacta directamente en la reducción de emisiones de GEI?

Levantamiento de oportunidades - Regulatorias y de mercado:

1. ¿Cree que existen otros agentes beneficiados con la implementación de la solución?
2. ¿Le genera beneficios económicos en el sistema?
3. ¿La implementación de la solución requiere de cambios regulatorios o legales?
4. ¿Ve posible que el consumidor se encargue de la fiscalización y/o monitoreo de la solución? O cree que es indispensable un agente externo (SEC, CNE, CEN)

Levantamiento de oportunidades -

1. Según su conocimiento, ¿la implementación de la solución conlleva recambios tecnológicos relevantes en la red? ¿o más bien se consideran adecuaciones a la red?
2. Y respecto a las condiciones internas del consumidor, ¿son estas fácilmente adaptables?
3. Para el consumidor, ¿cree que los costos asociados por implementar la solución son abordables?
4. ¿Cree que existen entidades que viabilicen su implementación?
5. ¿Conoce alguna iniciativa subvencionada que tenga relación con la solución?
6. En cuanto a la adopción tecnológica, ¿cree que existen condiciones propicias que faciliten la implementación de la solución? Condiciones socioculturales por ejemplo o la falta de barreras de entrada relevantes
7. Según sus conocimientos, ¿sabe usted si los requerimientos tecnológicos de la solución se encuentran en estado de madurez avanzada?