



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

TARIFICACIÓN COSTO-REFLECTIVA PARA LA INVERSIÓN Y OPERACIÓN
ÓPTIMA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

ALFONSO IGNACIO GAMBOA ROMÁN

PROFESOR GUÍA:
SEBASTIÁN OLIVA HENRÍQUEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO MORENO VIEYRA
ANDRÉS CABA RUTTE

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por FONDECYT No. 3180160

SANTIAGO DE CHILE
2019

TARIFICACIÓN COSTO-REFLECTIVA PARA LA INVERSIÓN Y OPERACIÓN ÓPTIMA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La Generación Distribuida (GD) y su masificación entre los clientes conectados a la red eléctrica de distribución cambiará en un corto a mediano plazo el escenario del suministro eléctrico residencial. Estudios como el de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) muestra el aumento exponencial de conexiones de proyectos de GD en nuestro país a partir de la promulgación de la ley 20.571. sobre la determinación de inyecciones a la red y su remuneración. La operación de GD se basa en tarifas eléctricas tanto de inyección como de consumo. Sin embargo, esta expansión se lleva a cabo con tarifas de consumo planas, que no reflejan la variación de costos sistémicos en el tiempo y para distintas zonas de la red. Las señales de precio que observan los sistemas de control y los clientes son inexistentes, por lo que para un inversionista esto se convierte en un problema el recuperar su capital.

En países como Australia, China, Estados Unidos y Reino Unido se han implementado tarifas flexibles para reconocer los horarios de punta y fuera de punta para clientes residenciales y los cargos donde sus sistemas de distribución, en general se ha realizado un trabajo de identificación de las horas punta y tarifcar a mayor costo para desincentivar el consumo. El problema es cuando la masividad de la GD distorsiona estas señales de consumo y son las tarifas de distribución la causa que permitirá mantener el sistema a mínimo costo.

En Chile, y en la mayoría de los mercados competitivos, se consideran sólo costos de generación para definir estos horarios. Este trabajo considera el efecto de la curva de carga de distribución y también se incluye el efecto del costo social de las emisiones de gases de efecto invernadero para valorizar el aporte de las tecnologías estudiadas en abatir esta externalidad. La punta de distribución y generación no coinciden totalmente, y además la componente de esta es un 20 % aproximado en la ciudad de Santiago, pero en otras zonas es mucho más alta, incluso en otros mercados suelen ser equivalentes en el peso, como Australia es un 40 % y 40 % con la componente de generación. Es considerando este efecto como se definen nuevas horas de punta que afecten el comportamiento de la GD, se realiza mediante análisis de datos con clustering, de manera de representar de manera fiel las señales de precio, con un principio de simplicidad, predictibilidad y no discriminatorio.

Se concluye que incluir los costos de distribución en la comuna de Santiago incluye un bloque intermedio a la tarifa flexible actual, y que la teórica incorporación de emisiones a la generación aumentaría la participación de la tarifa en los horarios de madrugada, debido a la fuerte participación de generación térmica. El impacto en la operación de GD es auspicioso, cumpliéndose la proyección a la baja de los costos de inversión del almacenamiento energético, bajo el esquema planteado por este trabajo. Mientras que al ocupar sólo generación fotovoltaica se producen mejores resultados con las tarifas existentes, donde la devaluación de los horarios de presencia solar justifican estos resultados, el almacenamiento valora las oportunidades con mayores horas punta y diferencias de cargos.

*Hay hombres que luchan un día y son buenos. Hay otros que luchan un año y son mejores.
Hay quienes luchan muchos años y son muy buenos. Pero hay los que luchan toda la vida.
Esos son los imprescindibles.*

Bertolt Brecht

Agradecimientos

Llega el momento de agradecer a quiénes fueron parte de este largo camino, y sobre todo partir por agradecer a Roxana y Alfonso, mis padres, quienes encausaron, fortalecen e inspiran a un futuro profesional y cada paso que doy, no lo doy sin ustedes detrás. Gracias por construir junto con Valentina, mi querida hermana lo que llaman familia nosotros llamamos unión.

Agradecerte a ti, Nicole, por que también gracias a ti es que pude pararme frente a la adversidad y las malas energías. Encontré en ti refugio, compañía y una manera distinta de ver la vida, y también gracias por estar ahí para escucharme calentar la materia y levantarme temprano, en las cosas pequeñas y en cada paso también estás tú.

Agradecer a mis queridos amigos que hice en estos últimos años, quienes hicieron valer la pena de venir a la U y quedarme en alguna tarde por allí compartiendo. Sobre todo al Mati, Kjal y Compare Diego por aguantar y apoyar al burrito en sus épicas aventuras junto a mis amigos de la vida, los condes y condesas. Y para mi amiga y futura colega Bárbara, a quién le debo muchas noches de traspase y estudio, trabajos grupales, rabietas y discusiones, laboratorios y un largo etcetera, siempre tendrás un espacio en mi corazón.

Sin menos importancia, agradecer a Sebastián, mi profesor Guía a quién me acerqué hace un año y me ha brindado su espacio y conocimiento para poder llevar a cabo este trabajo con el cuál me retiro de la Universidad, y agradecer también a Rodrigo Moreno y Andrés Caba quiénes invirtieron y contaron con tiempo para ayudar a perfeccionar este trabajo.

Entre otros colaboradores, agradecer a Elías Valenzuela por su gestión con la licencia de FICO en los momentos donde necesitaba ayuda y a Danny Espín quien me brindo el modelo de demanda residencial que necesitaba para modelar carga, un saludo para ambos.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos Específicos	3
1.3. Alcances	4
1.4. Estructura del trabajo	4
2. Marco Teórico	6
2.1. Sector eléctrico chileno	6
2.2. Sector de la distribución	8
2.2.1. Generalidades	8
2.2.2. Tarificación de la distribución	9
2.2.3. Feed-in Tariff	10
2.3. Sistemas de Generación Distribuida	11
2.3.1. Generalidades	11
2.3.2. Generación Fotovoltaica	12
2.3.3. Baterías de Ion-Litio	15
2.3.4. Conexión y operación	16
2.3.5. GD en Chile y marco regulatorio (Ley 20.571)	17
2.4. Estado del arte en tarificación costo-reflectiva	18
2.4.1. Revisión de estructura tarifaria	18
2.4.2. Tarifas Time-of-Use	18
2.4.3. CPP	21
2.4.4. Real Time Pricing	23
2.4.5. Cargos por potencia en horas punta de la red	24
2.5. Clustering y análisis de datos	24
2.5.1. Generalidades	24
2.5.2. <i>K-Means Clustering</i>	25
2.5.3. Aplicaciones a diseño de tarifas	25
2.6. Minimización de costos de clientes con GD	26
2.6.1. Minimización del costo de energía en un edificio, con PV y BESS	26
2.6.2. Modelamiento y scheduling óptimo para una carga controlable	27
2.6.3. Optimización integrada de sistemas PV y BESS para edificios comerciales en UK	27

2.6.4. Modelamiento de PV y Baterías en consumo energético y ahorro de Baterías en Australia	28
3. Metodología	29
3.1. Herramientas computacionales	29
3.1.1. FICO Xpress	29
3.1.2. Matlab	30
3.1.3. Excel	33
3.2. Diseño de Tarifa Costo-Reflectiva	33
3.2.1. Criterios de Diseño	34
3.2.2. Técnicas de <i>Clustering</i> y aplicación a diseño de tarifa propuesta . . .	39
3.2.3. Diseño de Cargos y <i>Revenue Neutrality</i>	39
3.3. Modelo de minimización de costos de operación	40
3.3.1. Generalidades	40
3.3.2. Definición de casos	40
3.3.3. Formulación de modelo de minimización de costos	42
3.3.4. Perfiles y datos de entrada	47
3.3.5. Estudios post-optimización	49
3.3.6. Ingresos netos	49
3.3.7. Rentabilidad Económica y Tasa Interna de Retorno	49
4. Resultados y Análisis	50
4.1. Diseño de tarifa costo-reflectiva propuesta	50
4.1.1. Diseño de ventanas de tiempo	50
4.1.2. Diseño de cargos	53
4.1.3. Proposición de tarifa final	56
4.2. Modelo de minimización de costos de operación	58
4.2.1. Resultados económicos	58
5. Conclusión	67
5.1. Discusión de resultados	68
5.2. Trabajo futuro	69
6. Anexo	74
6.1. Anexo A	74
6.2. Anexo B	84
6.3. Anexo C	84
6.4. Anexo D	86

Índice de Tablas

2.1. Estructura de tarifa SAPN	20
2.2. Gráfico de tarifa TOU californiana Dia Laboral Dia No Laboral	20
3.1. Características de Tesla Powerwall	49
4.1. Matriz de rotulado para tarifas planteadas	50
4.2. Tabla de correspondencia de los bloques	52
4.3. Diseño de porcentaje de cargos de cada ventana	53
4.4. Definición de ponderadores para casos de integración de drivers	56
4.5. Reducción de costos de la mejor tarifa planteada: yTOU Agresiva	61
4.6. Costo inversión de los equipos	62

Índice de Ilustraciones

1.1. Instalaciones de GD en el país desde abril de 2014 a abril de 2017 [4]	2
2.1. Segmentos económicos de un mercado eléctrico [9]	7
2.2. Estándares de redes radiales de distribución típicas	8
2.3. Tipos de radiación solar	13
2.4. Energía solar media anual disponible en Chile [40]	13
2.5. Esquema del efecto fotoeléctrico	14
2.6. Reducción del LCOE para instalaciones fotovoltaicas [29]	15
2.7. Esquema de una celda de batería [3]	15
2.8. Proyección de la disminución en el LCOE de las baterías ion-litio, fuente: bloomberg.com	16
2.9. Arquitectura del sistema de GD	17
2.10. Esquema de funcionamiento de un sistema Net-Billing. Fuente: SEC	17
2.11. Tarifa TOU Economy 7 británica [36]	19
2.12. Tarifa RTP de Illinois Public Rates	23
2.13. Caso de estudio en [17], se muestran los flujos de potencia a través de los rendimientos de cada uno de los equipos	26
2.14. Descripción esquemática de los input y output del modelo de TSO	27
3.1. FICO [®] Xpress Optimization y sus productos núcleo.	30
3.2. Proceso de Clusterización, ejemplo de resultados. Elaboración propia	32
3.3. Esquema metodológico con uso de herramientas computacionales	33
3.4. Metodología de diseño de TCR. Elaboración propia	34
3.5. Red de subtransmisión de Enel Distribución (ex Chilectra)	35
3.6. Esquemático unilineal de anillo de subtransmisión de Enel Distribución	36
3.7. Retiro de Enel Distribución en las dos macro estaciones del año, Elaboración propia a partir de [10]	36
3.8. Modelo simplificado de 8 barras del Sistema Interconectado Nacional	37
3.9. Promedio horario anual de costos marginales Quillota 220	38
3.10. Costo medioambiental promedio diario, fuente y elaboración propia.	39
3.11. Auto consumo de excedentes de energía solar fotovoltaica [7]	41
3.12. Auto consumo de excedentes de generación solar fotovoltaica [2]	42
3.13. Demanda residencial [33]	47
3.14. Perfil de generación fotovoltaico [33]	48
3.15. Tesla Powerwall, almacenamiento energético en baterías.	48
4.1. Clustering de horas	51

4.2. <i>Clusterización</i> de Costos Marginales	52
4.3. Clustering de horas del costo medioambiental	53
4.4. Clustering de horas	54
4.5. Tarifa parcial de TOU para componente de Generación Eléctrica	55
4.6. Tarifa Parcial de TOU para componente medioambiental	55
4.7. Presentación de TOU final ponderada sobre las tres componentes, para Caso 1	56
4.8. Presentación de TOU final ponderada sobre las tres componentes, para Caso 2	57
4.9. Presentación de TOU final ponderada sobre las tres componentes, para Caso 3	57
4.10. Costo de suministro anual para unidad residencial, bajo Caso 1	59
4.11. Costo de suministro anual para unidad residencial, bajo Caso 2	59
4.12. Costo de suministro anual para unidad residencial, bajo Caso 3	60
4.13. Ingresos anuales por Caso y Tarifa de Distribución estudiada.	62
4.14. Gráfico de tasas internas de retorno de cada Caso y de cada tarifa estudiada. Elaboración propia	63
4.15. Efecto sobre la demanda máxima leída en una tarifa con componentes de potencia: TRBT2	64
4.16. Energía comprada, auto consumida o vendida al sistema de distribución en los casos con GD. Elaboración propia	65
4.17. Costo nivelado de la energía para los casos de estudio	66
6.1. Proceso de Clusterización, ejemplo de resultados. Elaboración propia	84
6.2. Proceso de Clusterización, ejemplo de resultados. Elaboración propia	85

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El paradigma de la generación, transmisión y distribución de la electricidad con flujos unidireccionales, polos de generación lejos de los centros de consumo y el rol de la transmisión conectando oferta y demanda ha dado señales de ir mutando a un suministro distinto, esto es gracias a la generación distribuida tanto en forma de medios de generación residenciales o como Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD). Con estas tecnologías se incentiva el auto consumo energético y provoca la necesidad de reconocimiento económico de las inyecciones y de muchos servicios que pueden prestar a diferentes actores del mercado energético, tales como regulación en frecuencia y tensión, descongestión de las redes y arbitraje de energía.

A nivel nacional se avanza en el fomento de la generación distribuida como una de las tantas políticas energéticas que beneficiará al sistema en el ahorro de costos, generación de energía limpia, inversión y reducción de gases de efecto invernadero. Existen cuatro ejes en el desarrollo del mercado de la generación distribuida que son: Regulación, Fiscalización Fomento a la demanda y a la oferta. La regulación será el eje de este trabajo

El fomento de la GD es uno de los pilares de la reforma a la ley de distribución que a partir del año 2019 se discutirá en las distintas comisiones y mesas de trabajo entre el regulador, empresas asociadas, ciudadanía y la academia. En esta ley se pretende reformar muchas de las políticas que rigen el negocio hace más de tres décadas, incorporando nuevas indicaciones que mejoren los estándares de calidad de: servicio, suministro, producto y comercial; con la cuál se garantiza y protege a los consumidores que demandan este servicio básico [23]. Se estimaba para el año 2015 de toda la inversión en energías renovables, el 25 % fue en recursos distribuidos, tanto en unidades residenciales y en PMGD [4]. El estudio que realiza el Ministerio de Energía en Chile, publicado por la SEC muestra un crecimiento exponencial desde la publicación de la ley 20.571 de GD, que al 12 de Mayo de 2017 ya se contabilizaban 1215 instalaciones. La figura 1.1 muestra este comportamiento sobre el interés en inversión que posee el país.

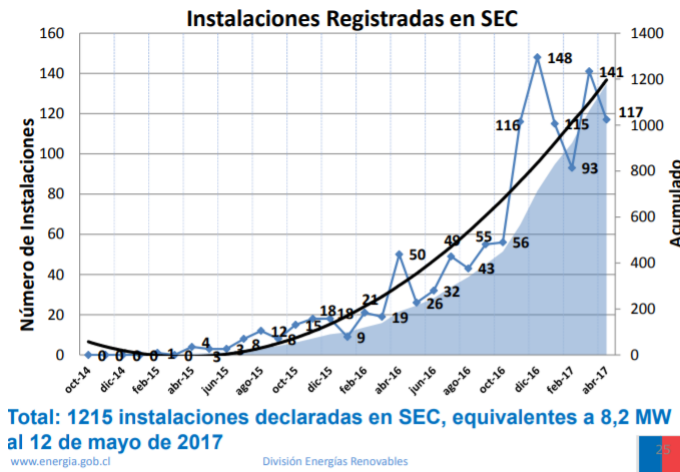


Figura 1.1: Instalaciones de GD en el país desde abril de 2014 a abril de 2017 [4]

Las principales motivaciones en la nueva ley es incorporar las tecnologías de generación distribuida para lograr que el sistema funcione eficientemente. Es en este contexto que se cuestiona la eficiencia económica en los pagos de la generación distribuida tanto por inyección, como en auto consumo energético. Se reconoce que la actual estructura tarifaria plana no monetiza tanto la descongestión del uso de redes que puede provocar la generación distribuida en horas punta y que produce ahorro en el retraso de inversión en infraestructura o que otorgue la capacidad de suministrar a más clientes con la misma red. [28].

De existir beneficios económicos deben ser reconocidos como retorno a la inversión. Es en este escenario es que se debe realizar una revisión bibliográfica de las tarifas de distribución que reflejan los costos de uso de la red en cuanto a capacidad de distribución hacia los clientes finales, específicamente en baja tensión, debido a que el presente se enfoca en generación distribuida residencial.

La aproximación que ocupan estas nuevas estructuras tarifarias tienen fundamento en variables técnicas, uso de distintas curvas que representan el uso de la red de distribución con granularidad temporal y espacial. Además los criterios para definir estas estructuras deben seguir las ideas de regulatorias que James C. Bonbright estipula en sus estudios sobre regulación de tasas públicas, ver Anexo C. [16]

Luego existe un natural choque de fuerzas, ya que una tarifa puede ser tan costo reflectiva como sea posible, pero existen principios sociales de los cuales la simplicidad, estabilidad y la justicia de la asignación de costos contraponen la costo reflectividad, así se hace necesario equilibrar una balanza entre la costo reflectividad de la tarifa y sus principios sociales.

Para la construcción de una tarifa costo reflectiva una de las aproximaciones planteadas es obtener las probabilidades de estado de la red en punta y valle desde la curva de duración de carga esta sea por subestación o zona de concesión, y realizar un diseño de tarifa. Así es como diferentes estructuras salen a palestra como *Time of Use* (TOU), *Critical Price Pricing* (CPP), *Real time pricing* (RTP), o como se ocupa en BT2 asegurando una potencia punta a la demanda a cambio de un cargo extra por este concepto.

Frente a la estructura tarifaria vigente se realiza una optimización de un modelo de minimización de costos para el cliente con generación distribuida, donde se incluyen restricciones para determinar el espacio donde las variables de auto consumo e inyección a la red. Los resultados del modelo indicarán cómo será la operación y el nivel de inversión de cada alternativa de recurso distribuido a evaluar.

Al contraponer los resultados es posible concluir sobre los incentivos, que finalmente es decidir que alternativa de solución otorga más rentabilidad para quien opte por realizar un proyecto en su unidad residencial.

Este trabajo pretende definir por una estructura tarifaria costo reflectiva óptima que evalué el impacto en los niveles de inversión en generación distribuida y aporte a recuperar la eficiencia económica que se pierde al modificarse el paradigma inicial del suministro eléctrico.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es estudiar y aplicar una estrategia de diseño de tarifa de distribución eléctrica que sea costo-reflectiva con el uso de redes de distribución, stress de generación, entre otras componentes y su posterior evaluación en un modelo de despacho de mínimo costo para una unidad residencial realizando una comparación de la estrategia de diseño aplicada en una tarifa con las estructuras tarifarias que actualmente están disponible a los clientes.

1.2.2. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son:

1. Realizar un estudio del arte sobre las principales estructuras tarifarias flexibles en los mercados energéticos que son modelo de referencia de las políticas energéticas chilenas, como las encontradas en el Reino Unido, Australia, California, entre otros.
2. Aplicar una de las estrategias de diseño de tarifa flexible a una base de datos de origen nacional.
3. Realizar un estudio sobre las estructuras tarifarias existentes a disposición de la ciudadanía diseñadas por la Comisión Nacional de Energía en su estudio de *Fijación de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio de público de distribución* realizado en el cuatrienio Noviembre 2016 - Noviembre 2020.
4. Diseñar un modelo de optimización de mínimo costo de suministro energético sobre un año, que pueda monetizar los efectos económicos de las distintas tarifas de prueba, nuevas y existentes.
5. Análisis de los resultados económicos y técnicos de las variables de estudio.

1.3. Alcances

Se realiza un diseño de una tarifa flexible que es posible ocupar en todo el territorio nacional, sin embargo la base de datos utilizada para este propósito son datos de retiro horario por suministrador, y el caso elegido corresponde a Enel Distribución, empresa privada que realiza la distribución eléctrica en la mayor parte del Gran Santiago con algunas excepciones, se espera que el resultado de esta tarifa flexible luego sea una aproximación del comportamiento de la demanda en esta zona, y si se desea replicar éste método en alguna otra zona, se debe realizar un estudio de demanda con una nueva base de datos.

Los datos de entrada para el diseño de tarifa corresponde al suministro anual de todas las subestaciones primarias de distribución que representa el *stress* de las redes, bajo la justificación de que el uso de las redes de Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT) son usadas por los clientes finales residenciales, y cuya asignación de costos por el uso de las redes de MT es determinado en el estudio de Valor Agregado de Distribución. A su vez se entiende que la base de datos y su participación en el diseño de la tarifa propuesta por este trabajo es utilizada en la determinación de las ventanas de tiempo de los bloques y no en el cargo que se hace por unidad de energía consumida.

En otro objetivo, el problema de minimización de costo esta acotado a la parte operativa del suministro eléctrico para una demanda e instalaciones fijas, y no a la optimización de las instalaciones y su dimensionamiento propiamente tal. Esto parte desde el objetivo de optimizar la operación de la planta y sus distintos niveles.

En este trabajo no se considera además la respuesta de la demanda, al tomar datos reales de consumo energético, tanto residencial como industrial, estos deben tener sus propias señales que los instan a cambiar su comportamiento y procesos para sus propios ahorros de costo. Se trata al comportamiento energético que puede reaccionar a la tarifa flexible planteada a posteriori de su publicación y posiblemente retro alimentar con respuesta de la demanda en otros procesos tarifarios.

1.4. Estructura del trabajo

El presente trabajo se divide en 5 Capítulos estructurados como sigue:

El Capítulo 1 expone la introducción de la memoria, la motivación, objetivos y alcances de éste.

El Capítulo 2 define el marco teórico por el cual se sustenta el presente, definiendo la estructura tarifaria existente en Chile y como se realiza el diseño de tarifas flexibles en otros mercados energéticos.

El Capítulo 3 describe la metodología de diseño seguida para presentar la estructura tarifaria y los detalles específicos de los datos de entrada utilizados en el estudio y el modelo de optimización de costos aplicado a las tarifas de prueba.

El Capítulo 4 expone los resultados obtenidos tanto del diseño de tarifa propuesta, como los obtenidos del modelo de optimización de costos operacionales, resultados económicos y algunos resultados técnicos de interés.

Para finalizar, en el Capítulo 5 resume las conclusiones más importantes del informe, junto a la discusión de resultados obtenidos, y propuesta de sugerencias para la continuación de éste tema u otro con una similar orientación.

Capítulo 2

Marco Teórico

El objetivo de esta sección es entregar los conceptos y herramientas necesarias para la comprensión del lector sobre el trabajo de título realizado. El capítulo está organizado desde los conceptos más generales y estructuras generales, hasta la ramificación sobre las particularidades de cada tema. En la sección 2.1 se realiza una descripción breve del mercado eléctrico chileno y la exposición de sus principales actores. En la sección 2.2 se detalla el sector de la distribución, que es el foco del presente trabajo. La sección 2.4 se hace revisión del estado del arte en diseño y estructuras tarifarias flexibles de alguno de los mercados eléctricos de referencia. Para finalizar este capítulo, la sección 2.5 se presenta la teoría detrás del tratamiento de *Clustering* empleado para este trabajo.

2.1. Sector eléctrico chileno

El sector eléctrico chileno, en particular, consiste de tres agentes económicos y también cuenta con distintos agentes regulatorios, fiscalizadores, políticos y judiciales.

Los segmentos económicos se distinguen:

1. **Generación:** Segmento económico competitivo, con inversiones intensivas en capital y periodos de recuperación a largo plazo. Con economías de escala propias, es el segmento encargado de generar energía eléctrica a partir de una otra fuente de energía por medio de máquinas sincrónicas ó de inducción, efecto fotoeléctrico, material piezoeléctrico entre otros.
2. **Transmisión:** Segmento económico encargado de la transmisión de la energía eléctrica generada por los centros de generación hacia los centros de consumo. Reconocido por sus intensivas inversiones en capital y largos periodos de recuperación. Sector expansivo en niveles de tensión y con marcadas economías de escala. Desde la regulación, existen requerimientos de redundancia y resiliencia que garantizan niveles de seguridad apropiados. Por estas razones se considera que este segmento como un monopolio natural, y por lo tanto, sus actividades deben ser reguladas por un rol centralizado, de manera transparente.

3. **Distribución:** Sector encargado de la distribución eléctrica en los centros de consumo, con redes de media y baja tensión hasta los empalmes de los clientes tanto residenciales, industriales y comerciales. De este segmento al ser foco del presente trabajo se dedica una sección especial.

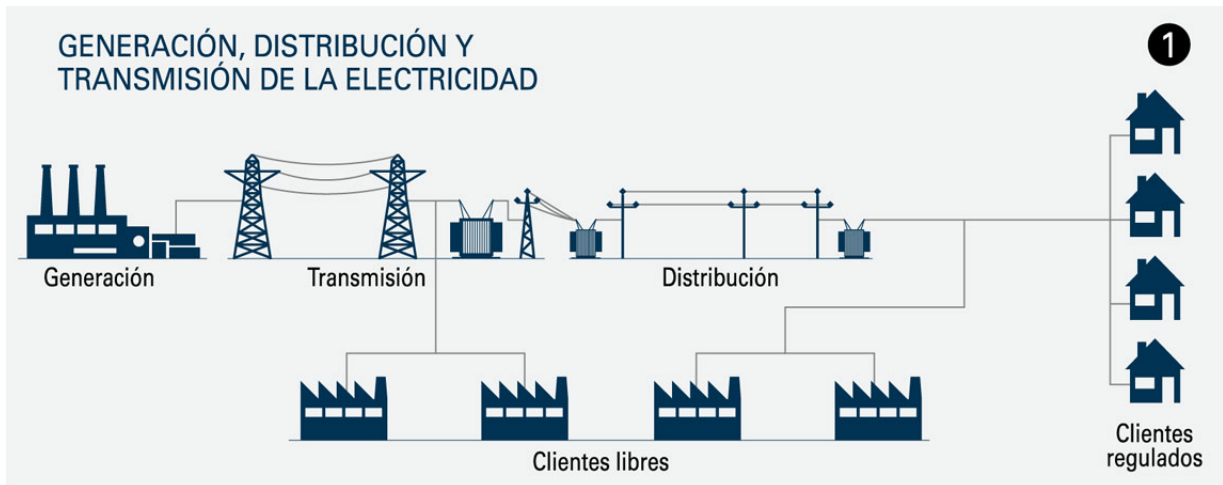


Figura 2.1: Segmentos económicos de un mercado eléctrico [9]

Mientras que los entes no económicos del sector eléctrico chileno, que toman el rol que los mercados eléctricos internacionales han determinado, tanto regulativos, operativos, judiciales y fiscalizadores son:

- **Operador de red y mercado:** En Chile el operador de red (ISO) y mercado que regularmente en otros mercados son instituciones separadas, se produce una función de estas obligaciones en el *Coordinador Eléctrico Nacional*, quien es quien regula la transacción de energía y potencia en un mercado regulado tipo Pool de costos auditados como lo es el chileno y asegura la operación íntegra, segura y resiliente de la red eléctrica nacional y los sistemas medianos que dan suministro a los clientes.
- **Regulador:** Institución encargada del diseño de las políticas regulatorias y marco de normas para la actividad eléctrica, en Chile los órganos del mercado que participan de esta función son la Comisión Nacional de Energía, Ministerio de Energía, y el Ministerio de Economía. Por un lado la CNE cumple el rol de construir la normativa para los regulados, además de analizar las estructuras de precios y tarifas del mercado centralizado, monitoreo y proyección del funcionamiento actual y esperado del sector energético tanto eléctrico como de hidrocarburos y asesoramiento del Gobierno, mediante el Ministerio de Energía. Por su parte, éste último, es el encargado de desarrollar las políticas públicas y la visión de la administración sobre el campo de la energía, recogiendo la asesoría de la CNE y ligando con los intereses de los ciudadanos, privados y entes públicos.
- **Fiscalizador:** Organismo encargado del cumplimiento de la normativa en el sector eléctrico, con potestades inherentes al cargo de supervisor del mercado de la energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en Chile cumple el rol descrito, llevando a cabo la inspección, auditoría y los procesos investigativos necesarios para el cumplimiento de la norma eléctrica chilena.

- **Arbitraje y resolución de conflictos:** El organismo especializado en el ámbito encargado del arbitraje y resolución de discrepancias es el Panel de Expertos, conformado por 5 ingenieros ó expertos económicos con respetables antecedentes y trayectoria y dos abogados especializados en el sector, se pronuncia mediante dictámenes de efecto vinculante sobre aquellas discrepancias y conflictos se desarrollen en el ambiente del mercado.

2.2. Sector de la distribución

El sector de la distribución como se ha explicado, es uno de los sectores económicos del mercado eléctrico. Con ciertas economías de escala y de ámbito, barreras de entrada y logística comercial, se considera un monopolio natural y por ende, regulado en sus remuneraciones. Estas deben ser a mínimo costo y existe en Chile un estudio que cada cuatro años corrige estas remuneraciones utilizando un procedimiento llamado la empresa modelo que determina los costos de todas las empresas distribuidoras y que las clasifica en una curva de costos medios. Esta curva agrupa a las distribuidoras por área típica y esta es la base de la tarificación de la distribución, que se verá en las secciones siguientes.

2.2.1. Generalidades

Los límites operacionales de la distribución van desde las subestaciones de interconexión de transmisión nacional a las redes de AT/MT que opera íntegramente el DSO o *Distributed System Operator* en caso de fallas, corte o reposición del servicio eléctrico entre otras atribuciones y deberes con sus clientes.

En la figura se encuentran los dos estándares de distribución eléctrica

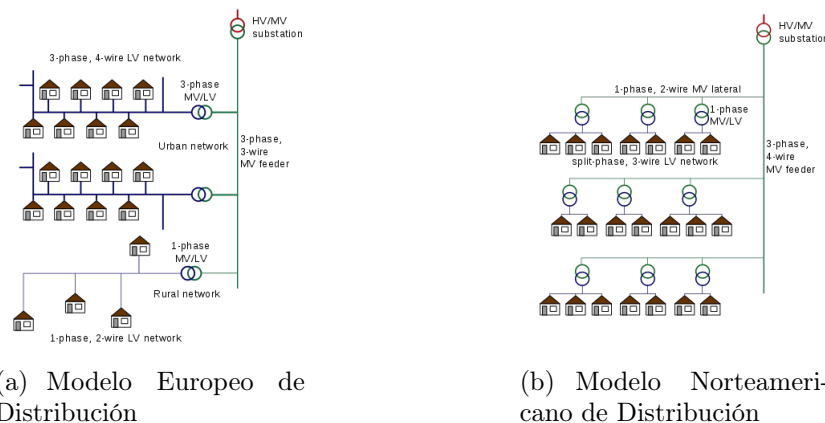


Figura 2.2: Estándares de redes radiales de distribución típicas

2.2.2. Tarificación de la distribución

El sistema de distribución eléctrica se considera un monopolio natural, sus actividades no están regladas bajo las leyes del libre mercado, puesto que bajo una zona de concesión solo un oferente puede dar suministro a los clientes conectados a la red. Su remuneración por consiguiente, es regulada en un proceso realizado cada cuatro años. El organismo encargado de fijar los precios para los distintos clientes corresponde a la Comisión Nacional de Energía, ente descentralizado y de carácter público que vela por la normativa, regulación, y tarificación del servicio eléctrico y de combustibles en el país, entre otros servicios que presta. En el ámbito de la distribución eléctrica, la Comisión fija las tarifas de distribución mediante el estudio de una empresa modelo, que representa la eficiencia organizacional y de pérdidas en todo el servicio. La rentabilidad de las empresas para sus zonas de concesión es fijada y agrupadas por área típica fijando la tarifa para varias empresas agrupadas por una cercanía en sus costos medios. De lo que paga el cliente por el servicio que corresponde a:

$$\text{Tarifa} = \text{Pago de Red DX} + \text{Pago de Compras de Energía en DX} + \text{Cargo unico STT} \quad (2.1)$$

El VAD, o valor agregado de la distribución corresponde a los costos de distribución, cuyas componentes corresponden a:

- Costos Fijos: Que representan gastos de administración, facturación y atención del usuario
- Pérdidas: Correspondiente a pérdidas irrecuperables en distribución tanto en potencia como en energía, en los distintos niveles de tensión.
- Costos estándares de inversión, mantención y operación: calculado por potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan mediante Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de instalaciones adaptadas a la demanda, a 30 años y una tasa de actualización del 10

El cálculo de la tarifa presentada en puede poseer algunas variantes como el cargo de energía adicional de invierno, y según la capacidad de conexión del cliente final y su negociación con la empresa de distribución puede optar libremente a tarifas diferidas que representan distintos servicios de suministro.

En esta sección es importante definir la base de la cual se realizará el diseño de las TCR, las componentes definidas actualmente y como se puede tomar la adaptabilidad para definir las tarifas que este trabajo propondrá a futuro. Para realizar la extrapolación a un mercado con reglas definidas y algunas modificadas incluso en el nuevo proceso, el diseño debe respetar la regulación correspondiente.

Las tarifas con impuestos incluidos, existentes y estudiadas¹ válidas para el desarrollo de ésta memoria corresponden a cuatro:

¹Tarifas de Enel Distribución válidas para el mes de Diciembre de 2018, para clientes conexión BT y conexión de media y baja tensión aéreas

1. **BT1** Tarifa plana volumétrica en baja tensión, posee componentes de pago para Energía, Distribución y Transporte, que para Diciembre de 2018 su precio se encontraba en 102,712 [\$/kWh]
2. **THR FLEX** Tarifa flexible volumétrica en baja tensión, con componentes de pago para Energía, Distribución y Transporte, y se compone de tres bloques fijos: Punta (18:00 hrs a 23:00 hrs) cargo a 133,527 [\$/kWh], Día (08:00 hrs a 18:00 hrs) cargo a 102,712 [\$/kWh] y Noche (23:00 hrs a 08:00 hrs) con cargo a 76,507 [\$/kWh]
3. **THR FLEX** Tarifa flexible y estacional, volumétrica en baja tensión, con componentes de pago para Energía, Distribución y Transporte, y se compone de tres bloques fijos: Punta Verano (18:00 hrs a 23:00 hrs) cargo a 133,527 [\$/kWh], Punta Invierno (18:00 hrs a 23:00 hrs) cargo a 102,712 [\$/kWh] Día (08:00 hrs a 18:00 hrs) cargo a 102,712 [\$/kWh] y Noche (23:00 hrs a 08:00 hrs) con cargo a 76,507 [\$/kWh]
4. **TRBT2** Tarifa plana mixta: con componentes por demanda y volumétricas. Realiza un cargo por Transporte y Energía de 73.946 [\$/kWh] y tres cargos por demanda: Cargo por Demanda Máxima leída en el mes a 3368,81 [\$/kW/mes], Cargo por Demanda Máxima leída en Punta en el mes a 3707,04 [\$/kW/mes]

2.2.3. Feed-in Tariff

Las feed-in tariff son tarifas reguladas que hacen valorización de las inyecciones de energía que unidades de generación distribuidas producen y venden al sistema. Poseen distintas aproximaciones y se estudiarán estructuras costo reflectiva para las tarifas de inyección con algunos ejemplos de cómo se han tratado en la literatura.

Ley de Generación Distribuida Chilena

La ley 20.571 [22] que regula la generación distribuida residencial en Chile considera proyectos hasta 300 kW de capacidad instalada, establece los protocolos de conexión y su remuneración. La estructura funciona bajo Net-Billing que valoriza las inyecciones de energía a la red al precio que los concesionarios traspasen a sus clientes, incorporando menores pérdidas eléctricas asociadas a las inyecciones.

La información sobre tarifas residenciales incluye un apartado sobre Energía Inyectada, que es el precio a la cual se establece su contribución, de carácter mensual y fijo, dependiente de los costos medios de la empresa distribuidora valorizando inyección de energía, un ejemplo de esta valorización se puede encontrar en el documento en [24] en el apartado Tarifas de inyección en baja tensión.

En el mes de Diciembre de 2018, la tarifa por inyección de energía hacia la red se encontraba en 53.7495 [\$/kWh]².

²Tarifa de Enel Distribución válida para el mes de Diciembre de 2018

Caso Australiano

En Australia plantean en [26] usar el costo marginal de largo plazo o LRMC, por sus siglas en inglés, de los activos de la red no utilizados por la generación distribuida, como un input para lograr créditos de uso de red para generación local. Los LRMC son estimados como cantidad de dinero invertida por kVA adicional de peak de demanda por año. El ámbito de los activos de la red es definido como redes de baja tensión para el uso de la generación distribuida, aguas abajo de las subestaciones de bajada.

Estos costos marginales definen créditos de generación local que pretenden cobrar a los medios distribuidos por el uso verdadero que hacen de la red, cuando estos realizan sus inyecciones. Normalmente la tarifa considera por ejemplo el uso del sistema de transmisión troncal, subtransmisión y redes de distribución, pero las inyecciones son consumidas haciendo uso mínimo de la red. Los créditos de generación local (LGNC) valorizan mejor este concepto y son determinante por los LRMC.

El peak de demanda, y el off-peak se estiman repartiendo los LRMC de los niveles de red sobre este nivel de voltaje para las 8760 horas del año. Los períodos de peak se basan en la probabilidad de carga en punta de la red, estudiado por los NSPs (Network service providers). Las ecuaciones que recomienda el ISF (Institute for sustainable future) para los créditos de red con generación local, en peak y off-peak son:

$$\text{LGNC}_{\text{peak}} = \text{LRMC}_{\text{aguas arriba de la conexión}} \cdot \frac{P_{\text{peak}}}{h_{\text{peak}}} \quad (2.2)$$

$$\text{LGNC}_{\text{off-peak}} = \text{LRMC}_{\text{aguas arriba de la conexión}} \cdot \frac{(1 - P_{\text{peak}})}{(8760 - h_{\text{peak}})} \quad (2.3)$$

Esta recomendación realizada por la ISF para la *Ausgrid* es similar a la tarifa TOU que es utilizada regularmente.

2.3. Sistemas de Generación Distribuida

Este trabajo centra sus estudios en la entrada inminente y masiva de la generación distribuida y el mejoramiento de sus retribuciones, por lo que se expondrán las características y los medios de GD que se trabajarán en este informe.

2.3.1. Generalidades

También conocida por generación descentralizada, consiste en generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energías y en lo posible cercanas a los centros de carga. Específicamente distancia del resto de generación por conectarse a la red de distribución directamente.

Sus principales atributos son:

- Reducir pérdidas en las redes de distribución, al disminuir los flujos de energía.
- Energía vertida no revierte los flujos hacia la red.
- De potencias inferiores normalmente, en Chile inferiores actualmente bajo los 300 kW, muy por debajo del siguiente nivel de generación, que corresponde a PMGD bajo los 9MW.

Las fuentes de energía recurrentes en estos sistemas ó tecnologías asociadas corresponden a:

- Energía solar fotovoltaica.
- Pequeños sistemas de energía eólica.
- Pila de combustibles
- Cogeneración
- Ciclo combinado
- Electromovilidad
- Almacenamiento de energía

En este marco teórico se definen las tecnologías que se trabajan en este informe, es decir, generación fotovoltaica y almacenamiento de energía, tanto en sus aspectos técnicos y económicos.

2.3.2. Generación Fotovoltaica

Como principal fuente de energía del planeta, el sol transmite más energía en una hora de la que los seres humanos utilizan en un año [40]. La irradiancia, o densidad de potencia de la radiación solar alcanza en promedio anual los $1,4[kW/m^2]$ aún cuando esto no es uniforme en la superficie, esto según la posición del globo con respecto al sol, la latitud del territorio estudiado y por supuesto el momento del día, entre otras variables.

El espectro de la radiación de la luz solar va desde el infrarrojo, pasando por la luz visible y radiación ultravioleta. La energía se concentra entre la luz visible y la radiación infrarroja. La radiación llega a las instalaciones de GD de tres formas:

- **Radiación directa:** Es la mayor porción de la energía solar utilizable, constituye en la radiación de tipo directa producto de la refracción y parcial reflexión en las capas de la atmósfera.
- **Radiación difusa:** Radiación producto de la refracción de cuerpos atmosféricos, topología, material particulado, etc.
- **Radiación global horizontal:** producida por el reflejo de la radiación en el suelo.

El albedo corresponde al porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación incidente. El esquema de la referencia es ilustrado en torno a la inclinación en la figura 2.3.

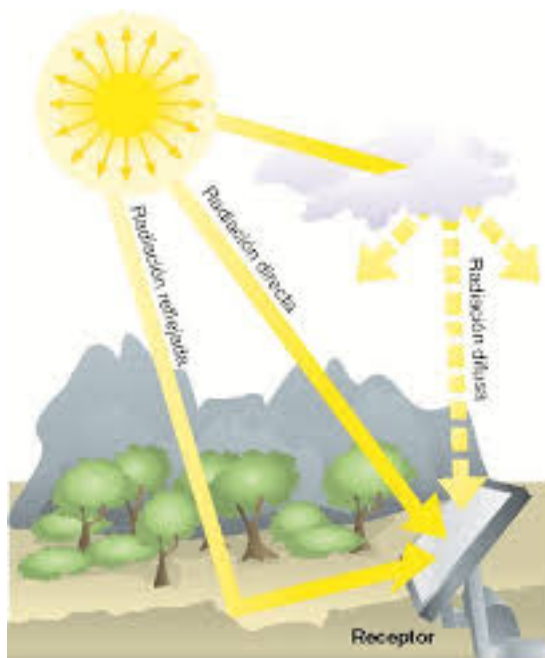


Figura 2.3: Tipos de radiación solar

En la figura 2.4 se muestra una tabla de correspondencia de radiación solar en distintas ciudades del país y datos de su localización, cabe destacar las altas radiaciones sobre el promedio mundial que se encuentran en localidades del norte como María Elena y Copiapó, haciendo de Chile una potencia solar mundial.

Lugar	María Elena	Copiapó	Santiago	Concepción	Puerto Varas	Punta Arenas
m.s.n.m.	2.350	1.400	500	200	50	15
Media [$kWh/m^2 - \text{año}$]	2.800	2.400	1.900	1.800	1.400	1.200
Máx [$kWh/m^2 - \text{mes}$]	290	270	250	250	220	185
Mín [$kWh/m^2 - \text{mes}$]	160	110	70	50	30	20

Figura 2.4: Energía solar media anual disponible en Chile [40]

La generación fotovoltaica, es la generación de electricidad realizada mediante el efecto fotoeléctrico, a base del modelo ondulatorio de la luz. Cuando la luz brilla en un metal los electrones pueden ser expulsados de éste. También se le conoce como fotoemisión a este comportamiento, y los electrones expulsados son llamados fotoelectrones, ver figura 2.5 [5].

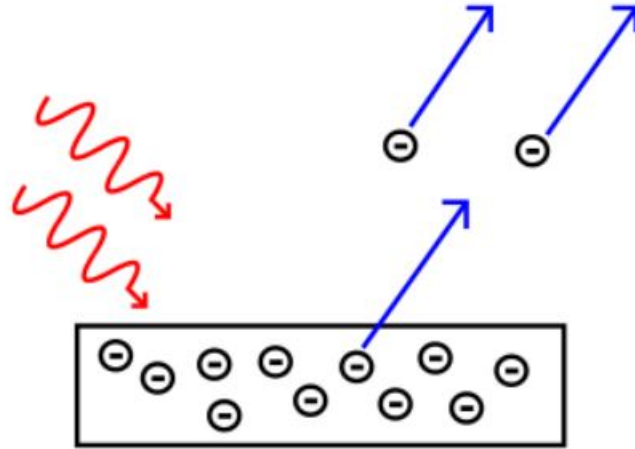


Figura 2.5: Esquema del efecto fotoeléctrico

Un panel fotovoltaico es un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad. Las células se componen principalmente de silicio, material semiconductor y que define la cristalización de los paneles, cuáles son:

- Monocristalinas: Compuestas por un solo cristal de silicio
- Policristalinas: formadas por pequeñas partículas cristalizadas

Incluso existen células amorfas y esto ocurre cuando el cristal no ha cristalizado.

La efectividad es mayor cuando la cristalización es mayor, donde los máximos rendimientos pueden ser del 22 % y en promedio son del 19 % aproximadamente.

En cuanto a costos de producción, la tecnología fotovoltaica se ha caracterizado en los últimos años por el alto desarrollo en materiales y su caída rápida en el costo de instalación, en el contexto de generación residencial [29]. Incluso con costos nivelados de la energía (LCOE) de 52 centavos por kWh (¢/kWh) en 2010 a 15.1 ¢/kWh . Incluso las proyecciones indican que pueden alcanzar precios de 5 ¢/kWh . La figura 2.6 representa la proyección del LCOE para distintas instalaciones de generación fotovoltaica.

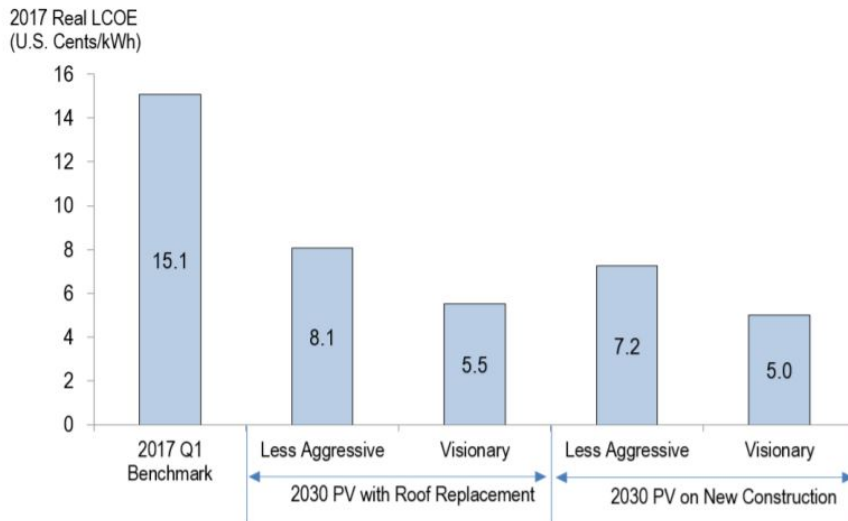


Figura 2.6: Reducción del LCOE para instalaciones fotovoltaicas [29]

2.3.3. Baterías de Ion-Litio

Las baterías convencionales dividen en dos grupo, recargables y no recargables. Para la aplicación de este trabajo se utilizan las baterías recargables que se basan en proceso de reducción-oxidación (redox), donde un material que pierde electrones y otro material los gana, generando un flujo de electrones. Las placas de los materiales se sumergen en una solución de agua y ácido sulfúrico (electrolito). Un par de placas (ánodo y cátodo) más el electrolito y una membrana aislante conforman una celda de batería, mientras que una batería se puede conformar de varias celdas [3]. El esquema se puede observar en la figura 2.7.

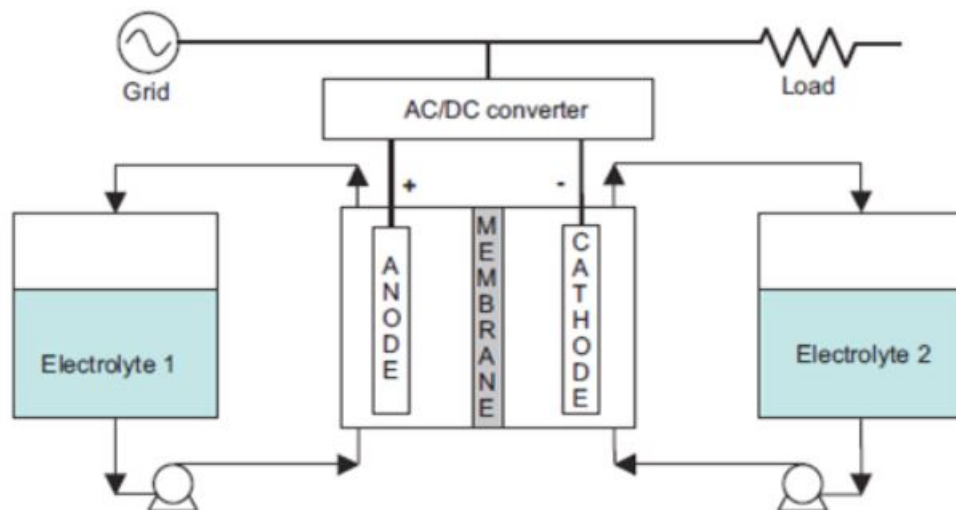


Figura 2.7: Esquema de una celda de batería [3]

Entre todas las tecnologías de baterías como plomo-ácido, níquel-cadmio, sodio-azufre y sodio-níquel, el Ion-Litio sobresale por su desarrollo y su reducción en el costo de su producción en los últimos años. Se puede observar su disminución en los costos a través del tiempo, en la figura 2.8.

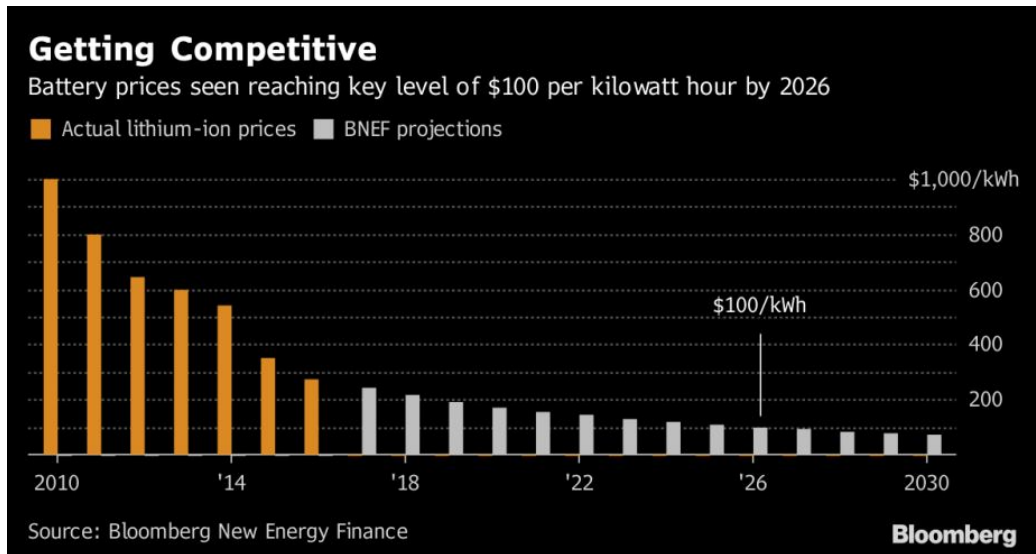


Figura 2.8: Proyección de la disminución en el LCOE de las baterías ion-litio, fuente: bloomberg.com

Entre las características que sirven a aplicaciones de potencia, son la alta densidad energética, gran almacenamiento de energía, incluso a grandes escalas como 400 MWh en módulos de dimensión $10[m^3]$, siendo una gran solución en la estabilización en grandes plantas eólicas y solares en el control de su volatilidad.

2.3.4. Conexión y operación

La arquitectura de sistemas mixtos entre generación fotovoltaica y almacenamiento energético se puede encontrar en la figura 2.9, donde se regulan el control de voltaje de las instalaciones de manera centralizada mediante un sistema SCADA. Ambos sistemas son conectados a un mismo punto dentro del hogar del cliente y existe bilateralidad entre los flujos de información con el DSO (*Distributed system operator*), que en este caso corresponde a la empresa distribuidora [31].

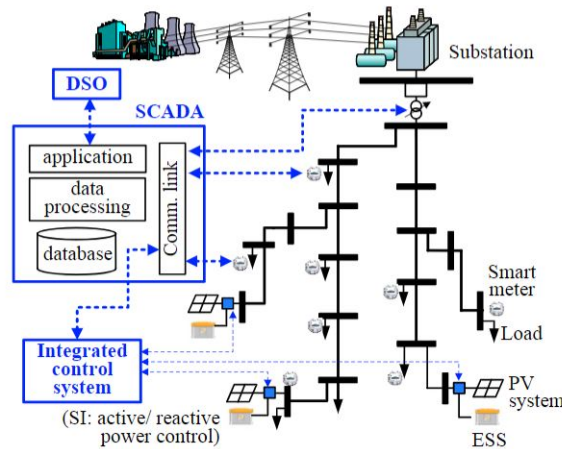


Figura 2.9: Arquitectura del sistema de GD

2.3.5. GD en Chile y marco regulatorio (Ley 20.571)

A partir del año 2014 donde entra en vigencia la Ley 20.571 de Generación Distribuida, que otorga el derecho a los clientes de empresas distribuidoras a producir su energía e inyectarla al sistema, impulsando el uso de Energías Renovables No Convencionales regulando así su funcionamiento para el auto-consumo energético de clientes regulados especialmente.

A fin de regularizar los sistemas conectados a la red, las conexiones deben ser declaradas ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC, que cuenta con una unidad especializada en ERNC, para atender a la ciudadanía.



Figura 2.10: Esquema de funcionamiento de un sistema Net-Billing. Fuente: SEC

Con un tope de 100 kW de capacidad instalada que la ley establece y conectando un tablero eléctrico trabajando con la red eléctrica para el suministro de demanda. Si existen excedentes

ya que la demanda fuese inferior a lo generado por la planta fotovoltaica, la empresa distribuidora esta obligada a aceptar la inyección de la red y pagar por ella, no obstante podrá negar la conexión al detectar diferencias en la declaración de puesta en servicio, informando al cliente con copia a la SEC, indicando sus razones y diferencias encontradas.

Por inyección de energía que realizan los clientes o pequeñas empresas, son valorizadas al precio que las empresas traspasan a sus clientes conforme a los precios regulados, a pérdidas mínimas de energía. Para un cliente BT1, los excedentes tienen un valor cercano al 50 % del valor de compra de electricidad, mediante pagos indirectos en forma de descuentos en la facturación correspondiente al mes en el cuál se realizaron.

2.4. Estado del arte en tarificación costo-reflectiva

2.4.1. Revisión de estructura tarifaria

En países desarrollados que tuvieron el desafío de integrar las tecnologías de generación en sus modelos de pagos, tuvieron la dificultad de reemplazar que los costos de uso de la red eran en su mayoría fijos. Frente al crecimiento de la generación distribuida los ingresos por capacidad de las distribuidoras podrían aumentar el riesgo de sus ingresos, creando inequidades entre clientes de alta y poca demanda.

2.4.2. Tarifas Time-of-Use

Una tarifa Time of Use corresponde a la discretización de bloques horarios en un día valorizando el uso de la red a distintos precios, provocando un incentivo a usar la red en bloques que no representan su uso en el peak, al determinarlas con un menor precio. El efecto en el consumo debería indicar a usar artefactos eléctricos en períodos off-peak, mientras que se infiere que la generación distribuida con su efecto de disminuir la carga debido al autoconsumo ayuda a la descongestión de la red ganando por costo de oportunidad el no uso de la red, valorado a un precio elevado.

Reino Unido

Existen en distintos mercados varios tipos de tarifas basadas en Time of Use. En el caso británico, existe una tarifa a la cuál un porcentaje reducido de la población tiene acceso, sólo un 9 % de los clientes residenciales. Establece un período de 7 horas diarias fuera del peak con un valor reducido, mientras que el resto de las horas se mantiene con un sobre cargo considerando el uso de la red. Esta es una de las tarifas TOU del sistema de redes británico, llamado Economy 7, ver figura 2.11. [36].

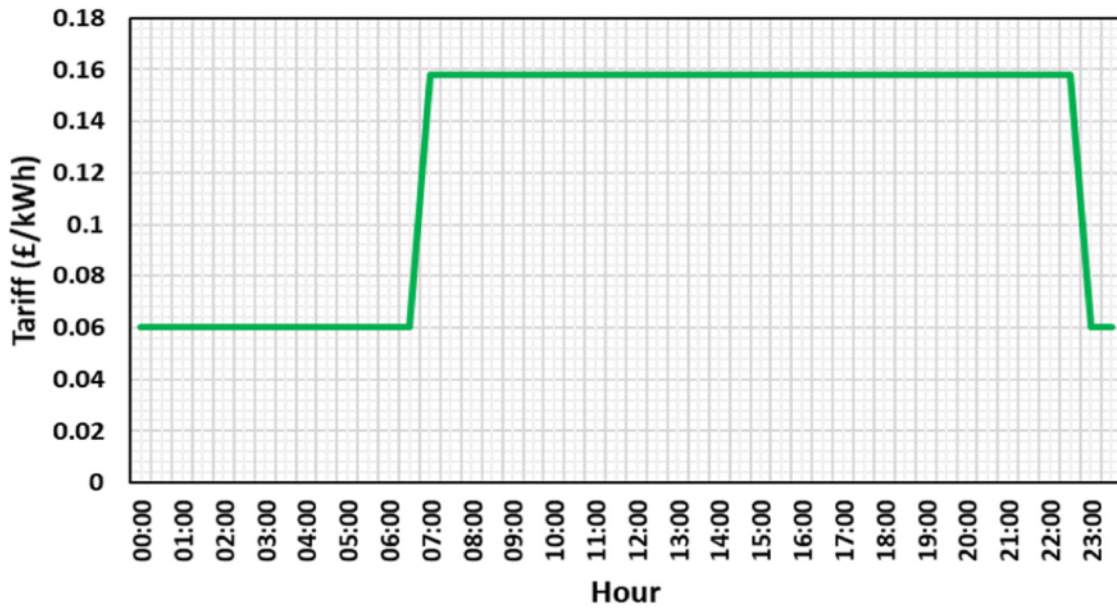


Figura 2.11: Tarifa TOU Economy 7 británica [36]

Identifica horas laborales diurnas de la mayoría de los empleos y de la vida cotidiana de los clientes y las horas de off-peak reconoce una tarifa inferior de uso de la red cuando esta se encuentra relajada.

Australia

Bajo una política creciente e interés regulatorio en alinear las tarifas con el costo de proveer los servicios y la disponibilidad de la red a los clientes, con mejores señales de precio para la eficiencia del uso de las redes y reducir subsidios cruzados entre clientes, además de que los costos son impulsados por los requisitos de capacidad en punta, existen muchas propuestas en Australia para tarifas costo reflectivas.

En [34] presenta un método de evaluación de la costo reflectividad de una tarifa de distribución. Aplicando a la actual tarifa de la Australian National Electricity Market sobre mas de tres mil hogares en Sídney. Luego estudian el ajuste que debe proveer a la tarifa para hacerla significativamente más costo reflectiva. Concluyendo que el método puede ser aplicado a cualquier tarifa que incluya componentes de costo basados en capacidad.

Se señala que en Ausgrid no incluye estructura de tarifa por demanda, usan un tipo de tarifa propuesta por la South Australia Power Network (SAPN) en baja tensión para clientes residenciales, posee un cargo mínimo de demanda en vez de un cargo fijo. Su estructura se describe en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Estructura de tarifa SAPN

Capacidad en Punta	Demanda punta entre 4 a 9 p.m. en meses de verano a un cago de \$15.8358/kW/mes
Capacidad en Valle	Demanda punta entre 5 a 9 p.m. a un cargo de \$7.9161/kW/mes
Energía	Cargo de 7.909 c/kWh a cualquier hora del día
Fijos	Mínimo cargo de capacidad de 1kW en valle

Evalúan la costo-reflectividad de la estructura descrita calculando por separado el cargo de demanda por capacidad de cada cuenta de electricidad anual, comparando con la demanda coincidente. Solo utilizan las componentes de capacidad, convirtiendo estos cargos a capacidad en kW equivalente. Se evalúa un coeficiente que mide la capacidad pagada en los cargos que no es utilizada en la cuenta. Esto entrega una correlación entre lo que el consumidor paga y los costos que impone la red.

Este trabajo entrega herramientas para la evaluación de la costo reflectividad de las tarifas que se diseñarán a partir en la memoria. Si se tienen índices exitosos y simples de utilizar se puede a priori clasificar los diseños de tarifa y evaluar en el modelo sólo las útiles.

California, USA

El caso californiano es similar a la definición exacta sobre tarifas de TOU, hacen una distinción sobre la hora del día, la estación y el tipo laboral del día (Feriados o fin de semana). Tasas más altas se aplican a las horas de demanda peak y bajas en off-peak como manda la consigna inicial. La distinción sobre la estación del año suele ser más alta su valorización en meses de verano que en invierno. Esto se infiere sobre un sondeo de la característica de la carga antes de adaptar un modelo como éste en otro mercado, como por ejemplo el chileno. El uso del aire acondicionado sobre la calefacción eléctrica es la razón de esta distinción, pero en Chile puede ser de distinta manera, queda como trabajo futuro cuáles serían las características del comportamiento de la red, en la distinción de la estación del año.

La *California Public Utilities Commission* señala que esta tarifa transmite una señal de precio a los usuarios para mover carga fuera del peak de demanda. La tabla California resume gráficamente la graduación de la tarifa bajo distintas horas del día [1]. [9]

Tabla 2.2: Gráfico de tarifa TOU californiana Dia Laboral Dia No Laboral

	Dia Laboral	Dia No Laboral
Temprano en la Mañana		
Mediodía		
Tarde/Noche		
Madrugada		

China

Existen propuestas de métodos de diseño de tarifas TOU para clientes residencial, a partir de tarifas planas usando modelos de Clustering, propuesto por investigadores de la Universidad de Bath en UK y la China Southern Power Grid de Guanzhou, China más la Universidad de Zheijang.

La determinación de dos grupos de TOU son identificados en variación de precios de la energía y de potencia respectivamente. Con un número de precio-orientación y carga-orientación la investigación se enfoca en repuesta de la demanda. El caso de estudio es una unidad residencial con almacenamiento en baterías.

Sus conclusiones establecieron el empleo de su método de clusterización, bajo diferentes tarifas de TOU orientadas a variaciones de precio y carga son obtenidas a partir de tarifas planas. El sizing de la respuesta de demanda hacia la tarifa TOU derivada de este diseño se traduce en ahorro en cuentas de electricidad y reducción del peak de demanda para la solución óptima. La orientación a precio mostraba ventajas en ahorro de costos, y la orientada a carga fue más efectiva en reducción del peak de demanda [30] [41].

2.4.3. CPP

Reino Unido

Critical Peak Pricing es un método de tarificación eléctrica donde existe una combinación de la filosofía de la tarifa TOU y de RTP. Plantea reflejar los costos, que con excepciones a ciertos períodos de peak donde los precios reflejan costos de generación o de compra de energía en mercado spot, apunta a reducir larga en pocas horas del día, con tarifas elevadas dinámicamente. Por lo que se infiere que el interés o dificultad del diseño está en la ventana de tiempo y determinación de las horas peak y off-peak que efectivamente la diferencia de precio entre estos bloques.

Esta diferencia en países como Gran Bretaña usan índices de mercado de precio y volumen para analizar la distribución de precios y la distribución de la demanda. Se menciona que este tipo de tarifa se aplica para consumos de larga escala, como comerciales e industriales, que pueden entrar en contratos y acuerdos de reducción de consumo en horas críticas. [12].

Sin embargo, a nivel residencial es difícil lograr respuestas de variación de consumo frente a las señales de precio que logra este tipo de tarifa. El objetivo principal de establecer esta tarifa es mantener el balance entre el costo de la electricidad en generación y los ingresos del mercado del retail en UK.

El índice utilizado en este mercado es recopilado por ELEXON, reflejando los precios en tiempo real [42].

San Diego, CA

En mercado californiano, específicamente en el de San Diego cuyo DSO es la San Diego Gas & Electric Co. la tasa es aplicable a consumos que exceden los 20 kW y que cuenten con equipos de medida con granularidad temporal de 15-minutos, con lectura remota. Trabaja en la transparencia sobre la señal de precio que entrega la tarifa para la mejor toma de decisiones de los clientes. Las ventanas de CPP son determinadas por eventos como peak de uso del air acondicionado o desastres que corten suministro eléctrico, desde generación hasta las redes de distribución. Poseen una cuota de 18 veces por año y sólo en meses de verano. El aviso de un evento es day-ahead y participar de esta tarifa implica el cumplimiento de ciertas condicionantes y no está habilitado para cualquier cliente. [13]

Se menciona en la bibliografía que RTP al ser una tarifa infactible de aplicar a escala residencial se opta por aplicar esta estrategia de tarificación, aunque no sea económicamente eficiente como RTP que refleja los costos marginales a tiempo real, esta misma característica la hace una tarifa muy cara de implementar a gran escala y granularidad espacial. Políticamente, se menciona, que la hace más atractivo. [27].

Como resultados tangibles en California, las unidades residenciales han bajado 41 % el nivel base de carga durante 2 horas identificadas como críticas, durante olas de calor, comparado con la ausencia de este control, donde solo se reduce el 13 % durante 5 horas de eventos críticos de demanda.

La discusión se torna es que tan efectivo es sobre consumos de baja carga frente a la respuesta de consumos de gran escala, aun cuando el ahorro en este tipo de clientes es mayor.

El diseño cuenta con 3 de los principios de Bonbright, ser atractivo para el capital, racionamiento de los consumidores y equidad para los contribuyentes. Principalmente, el ser atractivo a la inversión lo posee cualquier estructura tarifaria que sea invariante en el tiempo, ya que reduce el riesgo y asegura retorno a la inversión. El racionamiento del consumo requiere asignación de recursos a quienes los valorizan por debajo del costo marginal. Finalmente, la equidad de los contribuyentes obliga a distribuir los ingresos de los servicios públicos justamente. En esquemas invariantes en el tiempo, los clientes con bajo consumo en períodos de off-peak subsidian a clientes de alto consumo en off-peak. Por lo que se puede mejorar con tarifas variantes en el tiempo que reflejen mejor los costos, ya que son mas precisas mejor los costos de reparto según la hora y el día de uso.

Se concluye en esta revisión específica que, en eventos de CPP, en promedio, los clientes de baja potencia, bajan sus cuentas de electricidad en un 4 %, mientras que clientes de mayor potencia ahorran un 1.7 % [27]

2.4.4. Real Time Pricing

Illinois, USA

Corresponde a la forma más directa de reflejar la dinámica de las variaciones de precio durante el día y el año, denominada Real Time Pricing. Con varianza cada hora o media hora generalmente. Generalmente es más aplicado en sectores comerciales o residenciales, donde la facilidad de agregar medición y la posibilidad de invertir en empalmes centralizados para agregar consumo es posible realizar este tipo de tarifa. Un ejemplo de tarificación RTP es posible observar en la figura 2.12, tiene resolución de media hora, con dos peak de potencia transmitida.. [43]

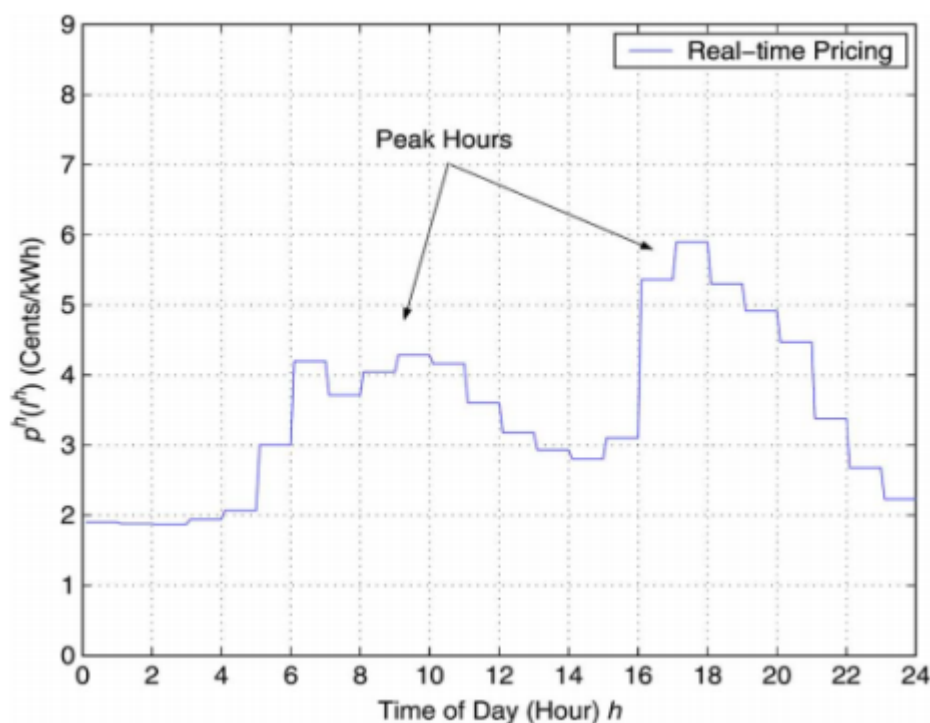


Figura 2.12: Tarifa RTP de Illinois Public Rates

Otras referencias comentan que RTP horarios han sido implementados con éxito en firmas industriales y comerciales, y a pesar que los beneficios a largo plazo en eficiencia, la consideran muy compleja para pequeños usuarios, y los obligan a enfrentar la volatilidad del mercado que se contrapone con el principio social de la tarificación de la estabilidad de precios [27].

En mercados con alta penetración de energías renovables y variables, RTP se desenvuelve reflejando mejor los costos de este tipo de fuentes. Este tipo de tarificación reduce la necesidad de capacidad total aun con demandas inelásticas. Provoca un ahorro del 6 % de los costos de inversión por eficiencia por capacidad peak. Además se muestra que existe una correlación entre los precios a tiempo real y permisos de emisión transables como bonos de carbono, promoviendo acceso de fuentes de energía renovable [37].

2.4.5. Cargos por potencia en horas punta de la red

En esta opción tarifaria intenta replicar lo que es tarifa plana que actualmente se tiene presente con opción de que personas que poseen tarifa BT1 puedan pagar por potencia contratada, para esto de necesita de un medidor de potencia que incorporan en medición inteligente, lo que hará más fácil la facturación de esta modalidad. Similar a lo que corresponde pagar en tarifa BT2 para usuarios no residenciales en baja tensión, con un cargo por demanda en punta y parcialmente en punta, con unidades en \$/kW/mes.

El dilema es cuanto se debe pagar por este servicio y si esto reflejará los costos apropiadamente. Siendo una tarifa estable en el tiempo es la que más cumple con los principios sociales de la tarificación, y teniendo una asignación de costos apropiada puede cumplir con cierta granularidad espacial. Pero puede no reflejar los estados críticos del suministro en las redes, al solo asegurar con un cobro que la capacidad de la red para los clientes estará disponible, o incluso puede sobredimensionar la red siendo no tan económicamente eficiente.

Existe actualmente una tarifa avanzada en este tema denominada TRBT2, una adaptación de la tarifa no residencial, disponible para clientes que cuenten con medición inteligente que pueda medir demandas máximas y discriminar su presencia en punta mas un cargo por compras en potencia que asegure disponibilidad de capacidad en redes hacia el cliente. Los cargos pagados por esta tarifa implementada en la regulación chilena recientemente corresponden a los señalados la letra c) del capítulo II.1 de la referencia publicada por la CNE, que corresponde a una resolución exenta que define las tarifas del cuatrienio 2016-2020 encontrada en [20].

2.5. Clustering y análisis de datos

La agrupación de elementos representativos de modelos de carga (RLP por sus siglas en inglés) se utilizan para caracterizar clases de clientes en otras aplicaciones o caracterizar períodos de tiempo en la aplicación de este trabajo. Se menciona en el estado del arte que el análisis de este tipo de análisis de dato provee nuevas posibilidades de formular tarifa dedicadas.

2.5.1. Generalidades

K-Means Clustering es una de las técnicas estudiadas en [13] y [18] que utiliza distancias euclidianas mínimas para la asignación a los conjuntos de datos. Esta relación euclidiana se trabaja en un marco de trabajo para un grupo selecto de clientes M , cada RLP es caracterizada por un vector $X^{(m)} = x_h^{(m)}, h = 1, \dots, H$ con los componentes H corresponden al dominio del tiempo, en intervalos de 15 minutos, 30 minutos o 1 hora, en el caso de este trabajo los perfiles son horarios. El set de datos corresponde luego a $X = x^{(m)}, m : 1, \dots, M$. El proceso de *clustering* asocia los iniciales M RLPs a los K clases de cliente, luego cada clúster $X^{(k)} \in X$ contienen a $n^{(k)}$, para los $k = 1, \dots, K$. Luego llamando a $c^{(k)}$ el H-componente del vector

conteniendo al centroide del clúster $X^{(k)}$ [19].

La distancia euclideana ocupada en este trabajo en específico, es la distancia vector-a-vector, definida en:

$$d(y, x) = \sqrt{\frac{1}{H} \sum_{h=1}^H (y_h - x_h)^2} \quad (2.4)$$

2.5.2. *K-Means Clustering*

Definida la distancia euclideana el método de *K-Means clustering* agrupa datos del set $x^{(m)}$ ($m = 1, \dots, M$) RLPs en $k = 1, \dots, K$ *clústers* por los promedios en un proceso iterativo. Una primera aproximación es hecha para los centroides $c^{(k)}$, para los $k = 1, \dots, K$ usualmente elegido entre los set de datos RLPs, arbitrariamente). Los K centroides clasifican cada RLPs, es decir, un elemento $x^{(m)}$ pertenecerá a un *clúster* X^m si la distancia $d^{(m)}, c^k$ es la mínima de todas las K -distancias entre $x^{(m)}$ y los centroides de los *clústers*. [19]

Los centroides estimados son usados para clasificar las RLPs en los *clústers*, y sus valores $c^{(k)}$ son recalculados de manera que cada h-avo elemento del centroide $c^{(k)}$ es el promedio del h-avo elemento del modelo de carga perteneciente al *clúster* $X^{(k)}$. El procedimiento se repite hasta la estabilización del desplazamiento de los centroides.

2.5.3. Aplicaciones a diseño de tarifas

La aplicación se puede encontrar en los trabajos de [41] y [30] donde en resumidas cuentas se menciona que para reflejar el stress de las redes de distribución y los períodos de alto costo energético para que los clientes puedan responder naturalmente a *peak demand shaving* o recorte de la punta. El clustering recupera las incertezas de estos drivers y existen dos métodos para el diseño de las ventanas de tiempo para tarifas de TOU. El método que se ocupa en esta memoria es:

"Para un día típico, los precios de la energía, o los perfiles de carga durante un día predefinido de períodos de 48 períodos son clusterizados mediante GMM. Cada período es asignado a cada clúster o modelo de distribución con diferentes probabilidades, donde los modelos son elegidos como tres etapas: peak, shoulder u off-peak" [41]

En este trabajo se opta por usar *k-means clustering* por la simplicidad y facilidad de uso y tratamiento de las bases de datos que se encuentran en anexos, además de la aprobación en general del procesamiento que se realiza, por ejemplo en [14]. Sin embargo se rescata el seguimiento y la intención de *clusterizar* los períodos de tiempo para clasificarlos en los tres bloques de la tarifa TOU, que es lo que finalmente se realizó.

2.6. Minimización de costos de clientes con GD

La combinación de una planta fotovoltaica (PV) y un sistema de almacenamiento de energía (BESS) se ha estudiado en la literatura, y con mayor frecuencia desde el descenso de sus costos hace unos años junto con el acceso, instalación y oferta de estas tecnologías de auto generación con la posibilidad de exportar sus excesos de capacidad y contribuir a la matriz energética.

2.6.1. Minimización del costo de energía en un edificio, con PV y BESS

En [17] se plantea un EMS óptimo para el control de una Micro red, extrapolable usando los input correctos a una unidad residencial, donde su objetivo es la minimización del pago de la cuenta de electricidad (costos). Logrando realizar peak shaving y minimización de costos de energía para el dueño, haciendo uso de modelos dinámicos de precios de energía. También se ocupa un algoritmo de optimización llamado PSO (*Particle swarm optimization*). Concluyen en los ahorros de los costos de electricidad del proyecto con una estrategia de control. Su caso de estudio funciona para el objetivo de la modelamiento de mínimo costo de este trabajo, contempla la venta de energía a la red (on grid) y el auto consumo de la vivienda. El modelamiento del banco de baterías con su eficiencia del inversor entre otros cálculos importantes para el estado del arte.

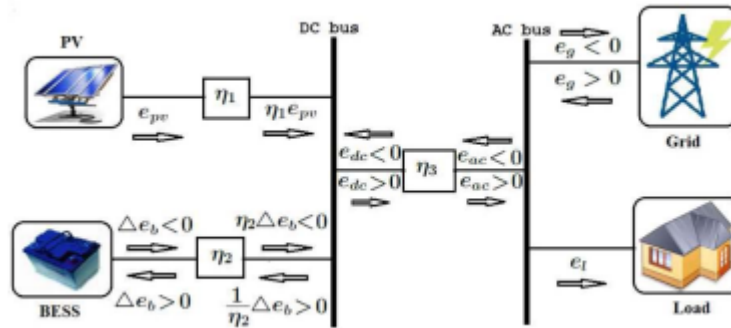


Figura 2.13: Caso de estudio en [17], se muestran los flujos de potencia a través de los rendimientos de cada uno de los equipos

En este trabajo se enfocaron en la minimización de costos y la gestión del control de los componentes de esta Micro red, y dan por sentado el ingreso de la tarifa en el modelo de optimización, la cual usan TOU *tariff* definida en este trabajo. Lo interesante es rescatar la definición de los flujos de energía entre cada componente y su proceso de optimización, la función objetivo planteada en (10) y sus restricciones (11), (12) y (13) en [17].

2.6.2. Modelamiento y scheduling óptimo para una carga controlable

En el trabajo estudiado en [44] el centro del trabajo es programar los electrodomésticos y cargas disponibles en la unidad residencial bajo un esquema de tarifa TOU, su objetivo es la minimización de los costos y diferencia entre punta y valle. Esto lo hace mediante la coordinación entre participación de la demanda y GD. Sus elementos de prueba son los horarios de consumo, el *sizing* de las baterías y su impacto en el costo de la energía, mientras que la estructura tarifaria es una entrada, denotada por λ^t .

De igual forma definen una función objetivo que resta de lo consumido en los aparatos eléctricos lo generado por la planta fotovoltaica y el banco de baterías, multiplicado por su precio, que sería la tarifa para lo consumido y lo generado. Se infiere que existe un esquema de *net-metering*, en la ecuación (18).

Se hace énfasis en el objetivo de este trabajo, que no es el mismo del presente, que es incorporar elementos como un HEMS y el uso de tarifas costo-reflectivas para optimizar el uso de artefactos eléctricos, dados recursos distribuidos de generación y almacenamiento energético.

2.6.3. Optimización integrada de sistemas PV y BESS para edificios comerciales en UK

La referencia estudiada en [32] presenta un modelo de optimización para sistemas de energía distribuidos para edificaciones comerciales, realizando selección, capacidad y operación de PV y BESS, haciendo un *framework* para las decisiones. El enfoque de optimización es una programación lineal entera mixta (MILP) de estado estacionario para la formulación del problema. Este problema es parte de una TSO (*Technology Selection and Operation*) y la descripción gráfica de lo realizado se encuentra en la figura 2.14.

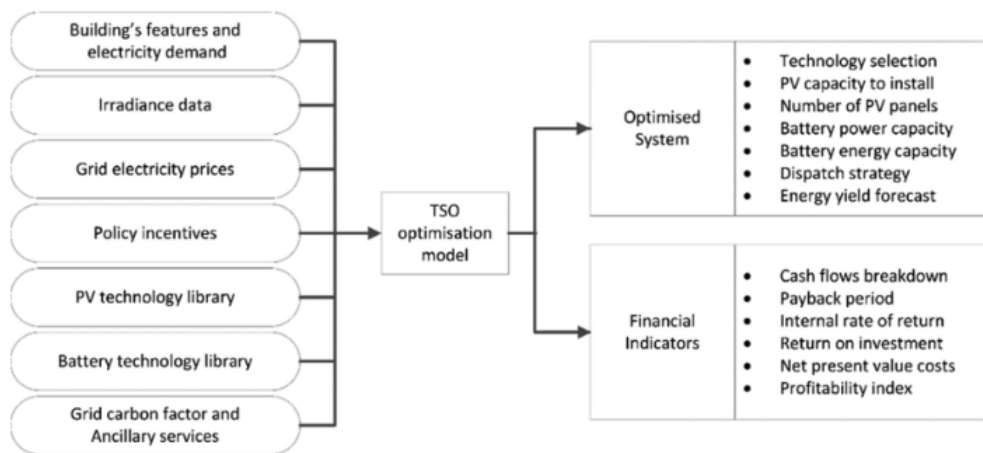


Figura 2.14: Descripción esquemática de los input y output del modelo de TSO

Se realiza un caso de estudio de un edificio comercial en Londres, con sus atributos específicos y considera niveles de radiación, precios y demandas con resolución de media hora y condiciones meteorológicas. Su foco está en la reducción en los costos de la electricidad, haciendo servicios auxiliares de respuesta en frecuencia rápida.

El aporte del trabajo recae en indicar la mejor combinación de PV+BESS en tecnología, con capacidades para un edificio comercial y destacan la reducción en emisiones de carbono inclusive y la reducción en ahorros para el VAN en £300k.

2.6.4. Modelamiento de PV y Baterías en consumo energético y ahorro de Baterías en Australia

En el trabajo referenciado en [35] es lo más parecido a lo que se desea hacer en la última parte, en este trabajo evalúan el impacto en el consumo en punta de un sistema PV+BESS en residencias, comparando tarifas existentes y potenciales. Con casos de estudio con diferenciación de carga, encuentran la mayor reducción en el consumo en cierta combinación de sistema en su *sizing*. Con esta definición evalúan el NPV de la mejor combinación de tarifa para el consumo eléctrico y el uso de la red.

Su conclusión en adopción de este proyecto es que los mayores ahorros en las cuentas de electricidad se producen bajo CPP en ventas de energía y en cargos por capacidad de la red. El diseño de tarifa estaba preconcebido para el mercado australiano, sin embargo, para una combinación de paneles PV sin almacenamiento resulta que con tarifa plana en ventas de energía y de *Network* se sostenían mejor los ahorros en electricidad, sin el arbitraje que puede representar la adopción de baterías.

Finalmente se evalúan tarifas de inyección con subsidio estatal y sin él, entregando distintos resultados. Se destaca que este es una buena referencia para realizar la segunda parte del trabajo en la evaluación económica de proyectos de GD.

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se exponen las herramientas y técnicas utilizadas para desarrollar los objetivos propuestos en este trabajo. En la sección 3.1 se exponen las herramientas computacionales utilizadas en la sección 3.1 y los principales código fuente, como el paso a paso del desarrollo de *clustering* en la sección 3.2 para llegar a las tarifas propuestas finales. En la sección 3.3 se muestran los casos de estudio de optimización y las ecuaciones que definen estos casos, mas los datos y perfiles de entrada a estos problemas y los estudios económicos realizados post-optimización.

3.1. Herramientas computacionales

3.1.1. FICO Xpress

FICO[®] Xpress Optimization se compone de cuatro componentes de núcleo: FICO[®] Xpress Insight, FICO[®] Xpress Executor, FICO[®] Xpress Solver and FICO[®] Xpress Workbench, permite a negocios y académicos solucionar problemas complejos de optimización rápidamente, con un vasto portafolio de opciones de optimización permite a los usuarios construir, desplegar y usar soluciones de optimización que se adapten a sus necesidades. Las capacidades estándar incluyen *solvers* y algoritmos de alto rendimiento, ambientes de modelamiento flexibles y análisis comparativos de escenarios entre otras características.

En la figura 3.1 se exponen los productos núcleo del programa de optimización utilizados y una descripción de cada uno de ellos.



Figura 3.1: FICO[®] Xpress Optimization y sus productos núcleo.

El lenguaje utilizado para la construcción de los problemas de optimización es *Mosel*, cuyo manual de referencia se puede encontrar en [6]. *Mosel* es un ambiente de modelamiento y solución de problemas. Sin separación entre declaraciones de modelamiento y procedimiento, realizando sinergia mezclando modelamiento y solución.

Cada problema viene con su particular tipo de variable y restricción y un tipo de *solver* no es eficiente con todos los problemas. El sistema no integra un *solver* por defecto, sino que ofrece una interfaz dinámica para integrar *solvers* externo como módulos.

En el trabajo se utiliza programación lineal y se usa simplex para resolver los programas, módulo pre-instalado en el software.

3.1.2. Matlab

MATLAB es una plataforma diseñada para ingenieros y científicos, usa lenguaje MATLAB, basado en matrices que permite la expresión computacional más natural para las matemáticas [11].

Los usos de MATLAB permiten analizar información, desarrollar algoritmos y crear mode-

los y aplicaciones. El uso de funciones permiten explorar rápidamente las múltiples maneras de llegar a una solución, dejando tomar ideas de investigación a producción y desarrollo de aplicaciones y dispositivos, como la integración con otros productos.

En particular en este trabajo se utiliza la función *k-means* cuya documentación se encuentra en [8]. El núcleo de la sintaxis del código se encuentra en la función [8]:

```

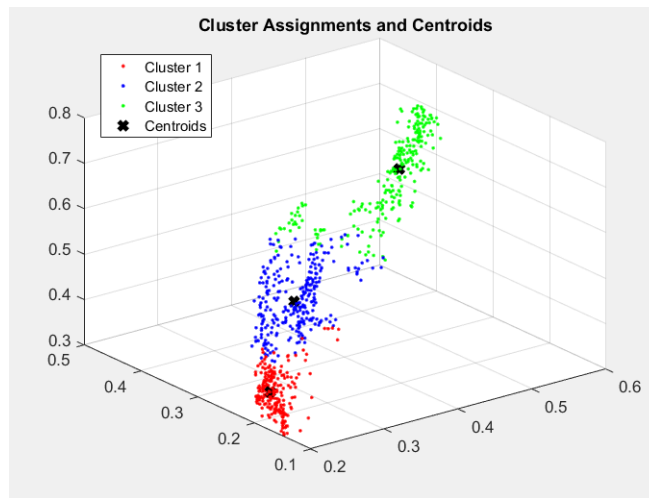
1 Demand=Data;
2
3 [idx ,C]=kmeans (Demand,3 , 'Distance' , 'cityblock' , 'Replicates' ,5) ;
4 figure ;
5 scatter3 (Demand (idx ==1,1) ,Demand (idx ==1,2) ,Demand (idx ==1,3) , 'r.' , '
    *' )
6 hold on
7 scatter3 (Demand (idx ==2,1) ,Demand (idx ==2,2) ,Demand (idx ==2,3) , 'b.' , '
    *' )
8 hold on
9 scatter3 (Demand (idx ==3,1) ,Demand (idx ==3,2) ,Demand (idx ==3,3) , 'g.' , '
    *' )
10 hold on
11 scatter3 (C (: ,1) ,C (: ,2) ,C (: ,3) , 'kx' , 'x' , 'LineWidth' ,3)
12 legend ( 'Cluster 1' , 'Cluster 2' , 'Cluster 3' , 'Centroids' , 'Location' ,
    'NW' )
13 title 'Cluster Assignments and Centroids'
14 hold off

```

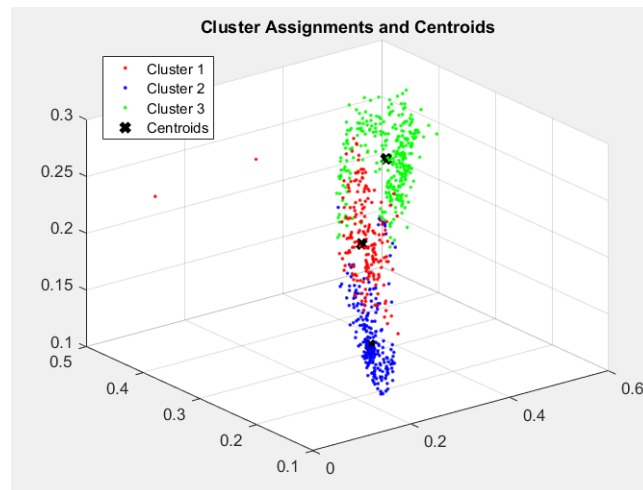
Se puede notar que se utiliza en específico 3 bloques de discretización, que corresponderá al dominio para el vector de resultado *idx*, mientras que por referencia también se obtiene el objeto C, que contiene la ubicación de los 3 centroides. Se usa en este propósito el parámetro *cityblock* que corresponde a una medida especial de distancia euclideana entre los datos x_j y los centroides iterativos c_j , *cityblock* de define como:

$$d(x, c) = \sum_{j=1}^p |x_j - c_j| \quad (3.1)$$

Finalmente itera el algoritmo cinco veces para detenerse. El resto del código se utiliza para graficar tres *clusters* arbitrarios correspondientes a tres días en concreto. Es notable resaltar que para ver una representación gráfica todo el proceso se debería hacer un gráfico de N Dimensiones, donde N sea la dimensión no discretizada de la matriz de entrada. Por ejemplo, en la matriz de 24×365 , la muestra gráfica de *clusterización* requerirá un gráfico de 365 dimensiones. Por esta razón es que se presenta en la figura 6.2 el resultado de dos meses en concreto, el resultado de la *clusterización* de tres días.



(a) Diciembre 2017



(b) Julio 2018

Figura 3.2: Proceso de Clusterización, ejemplo de resultados. Elaboración propia

En la sección Anexo B es posible encontrar el resultado de los tres días arbitrarios para todos los meses del estudio, período entre Octubre 2017 - Septiembre 2018 para las componentes de distribución, generación y en emisiones contaminantes.

Es necesario destacar, y que se aplicará en la sección de resultados, que el índice de los conjuntos es elegido arbitrariamente mediante se va desarrollando el algoritmo. K-Means asigna como etiqueta los *Clúster* 1, 2 y 3 y esto ya es posible observarlo en la figura 6.2, las lecturas de demanda inferiores en la figura 6.1(c) son denominados por índice 1, mientras que las lecturas de demanda inferiores de la figura 6.2(e) son rotulados con el índice 2. Luego la correlación entre índice de bloque y denominación *peak*, *shoulder* y *off-peak* se hace por inspección viendo los perfiles promedios que generaron los resultados.

La segunda aplicación del software, de menor complejidad, es solucionar la ecuación 3.2 que determina el valor del cargo aplicado a un bloque de *discretización* con la demanda correspondiente y la neutralidad de ingresos desde tarifa plana, como se tratará en la sección

3.2.

3.1.3. Excel

Microsoft Excel es de los software enfocados a la oficina más usados, conocido como un *spreadsheet software* optimiza cálculos matemáticos con matrices, vectores y números a través de operaciones y fórmulas pre-diseñadas, además de ser un gestor de tablas dinámicas que facilitan el trabajo con bases de datos extensas.

La aplicación para este trabajo es la de evaluación económica de los resultados entregados por el software de optimización, representación en gráficos y construcción de vectores que son la entrada al modelo de optimización y administración de las bases de datos presentadas en los Anexos.

De manera general se muestra el esquema metodológico con las herramientas computacionales, de manera gráfica en la figura 3.3.

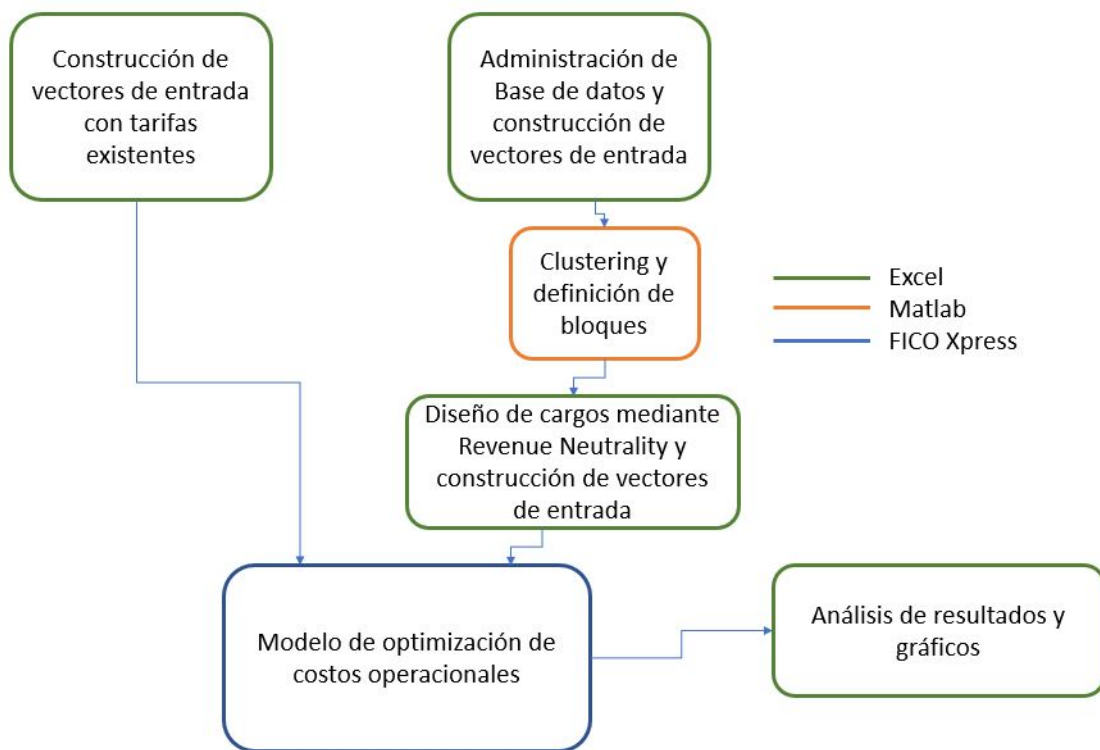


Figura 3.3: Esquema metodológico con uso de herramientas computacionales

3.2. Diseño de Tarifa Costo-Reflectiva

Esta sección tratará de la aplicación de las metodologías estudiadas en la sección 2.5, para llegar a la *clusterización* de las bases de datos utilizadas en este trabajo. Se espera que

el resultado sea la discretización de las horas y sigan el comportamiento de los perfiles de entrada. La principales referencias académicas para este tratamiento se encuentran en [39], [30] y [41].

El diseño de la TCR propuesta se divide en dos partes, el diseño de las ventanas de tiempo, núcleo de la investigación y el diseño de los cargos correspondientes a las ventanas, para mantener la neutralidad de ingresos de la compañía distribuidora. La metodología de diseño se puede observar en la figura 3.4

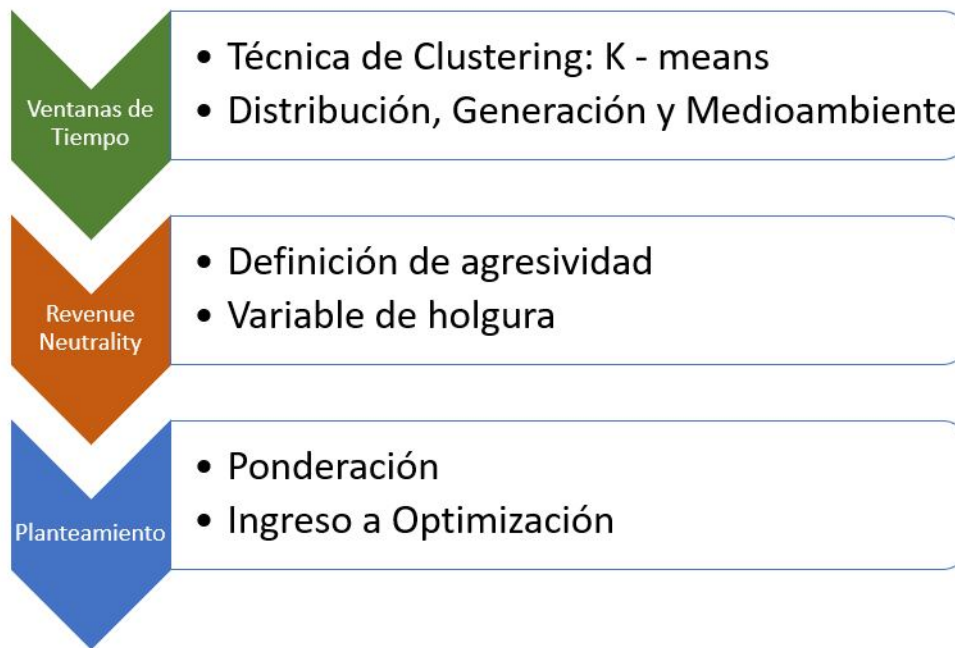


Figura 3.4: Metodología de diseño de TCR. Elaboración propia

3.2.1. Criterios de Diseño

Se desea considerar el efecto de tres perfiles y señales de congestión en la tarifa planteada, levantando una tarifa ponderada del resultado de aplicar el método de análisis de datos investigado en las referencias y propuesto en este trabajo. Se exponen a continuación una representación de la base de datos de entrada a análisis de datos.

Distribución eléctrica

El anillo de subtransmisión de Enel Distribución, compañía distribuidora eléctrica que otorga suministro a 1.924.984 clientes en la zona metropolitana de Santiago [25] cuya estructura de redes a gran escala corresponde a un gran anillo de subtransmisión que recorre el Gran Santiago en alta tensión (110 kV), con varios puntos de acople con el sistema interconectado nacional. Esta estructura en particular ayuda a la resiliencia y redundancia,

mejorando la continuidad del servicio frente a desconexiones intempestivas y fallas en alguna de las subestaciones de interconexión, existen respaldos de puntos diferentes al anillo. Esta estructura en una disposición topológica se observa en la figura 3.5¹.

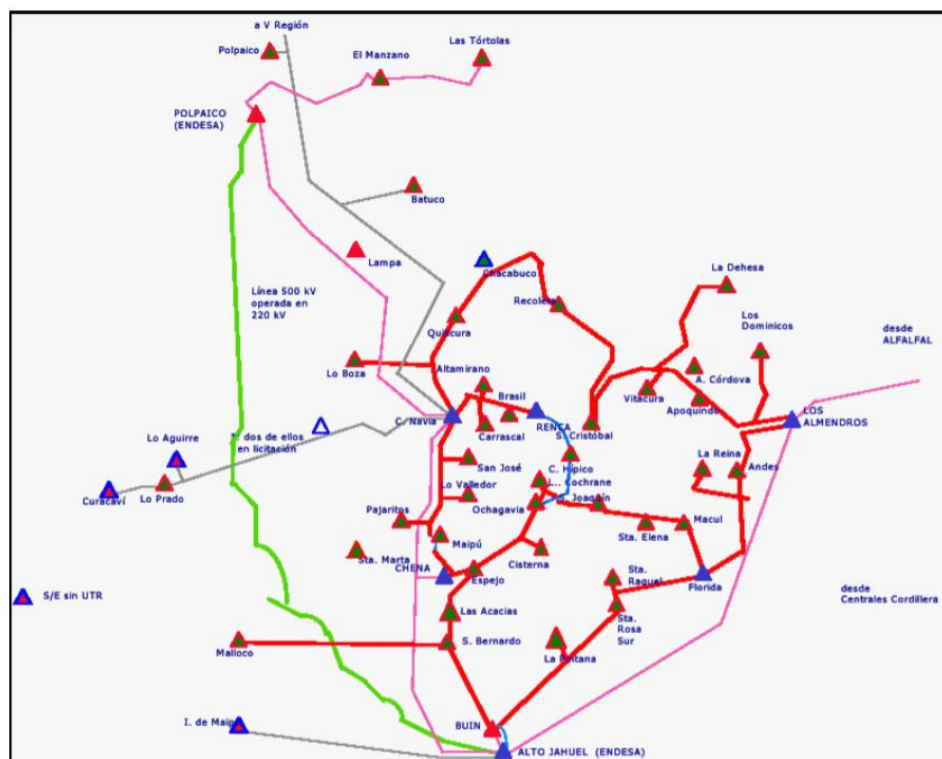


Figura 3.5: Red de subtransmisión de Enel Distribución (ex Chilectra)

Un diagrama unilineal simplificado de las subestaciones que conforman este anillo de subestación se presenta en la figura 3.6². Este diagrama representa la ubicación relativa de las subestaciones estudiadas en la base de datos que se encuentra en Anexo A, con una respectiva lista de nombres de las barras y sus niveles de tensión.

¹Memoria de título: Gestión de la red de Subtransmisión, Francisco Javier Becerra Yañez, Junio 2011, Universidad de Chile

²Experiencia de Chilectra en la recuperación del servicio. Terremoto 27 Febrero 2010. Gerencia Gestión Redes Chilectra S.A.

El retiro horario por suministrador corresponde a una base de datos pública mediante ley de transparencia, alojada con una interfaz de usuario y una API en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional en [10]. La base se descarga de manera mensual, que luego recopilada en una hoja de cálculo y filtrada para obtener los datos de Enel Distribución, se puede formar un vector anual con los promedios horarios de todas las subestaciones contribuyendo a la señal de precio de la TCR a proponer. En representación se muestran los perfiles horarios promedio en representación del conjunto de datos, para ilustrar el comportamiento del vector anual de 8760 datos. Estos perfiles corresponden a 3.7.

Luego estas figuras se tienen en consideración para el proceso de inspección y asignación de *clústers* en la sección 4.1.1 de Resultados.

Generación eléctrica

El sistema eléctrico como es definido en el Marco Teórico cuenta con costos sistémicos y costos de producción. El costo de producción que ocupa mayor porcentaje en la boleta de los clientes regulados es el costo por unidad de energía consumido, ocupando casi el 75,1 % del valor total [25]. Este costo corresponde normalmente a la unidad de generación en mercado spot que se encuentra marginando, o en otras palabras, entregando la última unidad de potencia en la curva de costos medios. Este costo de producción es una unidad de referencia para el costo de la energía normal en ese momento en especial. Normalmente cuando no existe congestión en las líneas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional, condición que crea sub-mercados al bloquear los flujos de potencia de un extremo a otro sin posibilidad de transacciones, el nodo de referencia es el nodo de Quillota, ver figura 3.8.

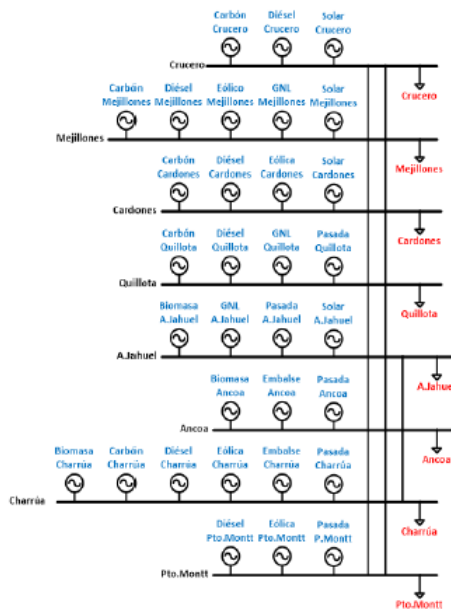


Figura 3.8: Modelo simplificado de 8 barras del Sistema Interconectado Nacional

La subestación Quillota es la que concentra la mayor generación termoeléctrica en el anti-

guo Sistema Interconectado Central y la que normalmente está conectada la unidad marginal del sistema. Consecuentemente, el perfil de costos marginales de ésta unidad representará cuán estresado el sistema de generación esté, y si la demanda crece también con una oferta relativamente estable en corto plazo, el precio también crecerá. El perfil promedio de los costos marginales de la barra Quillota 220 se muestra en la figura 3.9³.

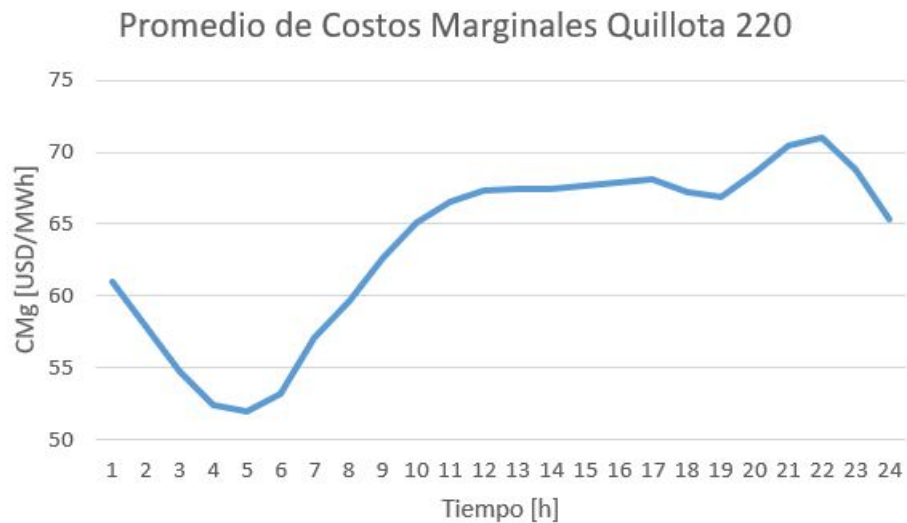


Figura 3.9: Promedio horario anual de costos marginales Quillota 220

Emisiones contaminantes

El ultimo criterio de estrés para aportar al planteamiento de la tarifa final es un costo social no correspondiente directamente al manejo de la generación o distribución eléctrica. Es correspondiente a las emisiones contaminantes y su externalidad sobre el medio ambiente. Se desea reconocer el efecto de la fuente de energía de los sistemas distribuidos a la reducción de gases invernadero, es en este sentido como existe una base de datos con los costos medio ambientales de igual forma como existe el vector de costos marginales.

Este perfil de costos medioambientales es un perfil horario de 8760 horas, de manera anual y posee el costo medio ambiental de la unidad marginal en función del tiempo. Naturalmente existen horarios donde el costo medio ambiental sea cero, cuando la unida marginal no es una unidad térmica, sino una hidráulica de embalse. Este perfil en su totalidad se puede encontrar en la sección Anexos C y su representación en la figura 3.10.

³Base de datos Coordinador Eléctrico Nacional

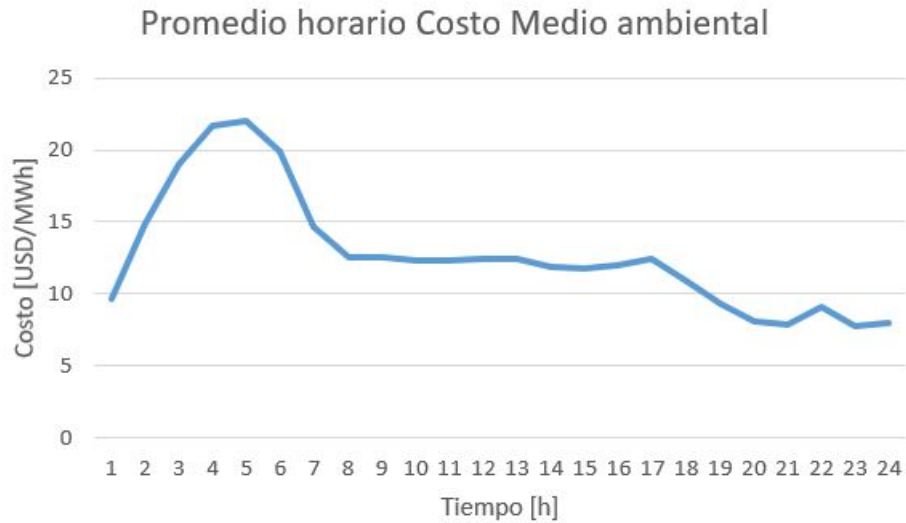


Figura 3.10: Costo medioambiental promedio diario, fuente y elaboración propia.

3.2.2. Técnicas de *Clustering* y aplicación a diseño de tarifa propuesta

Las bases de datos que se tienen para realizar este proceso son:

1. **Distribución:** Matriz de 24×365 de demanda de media y alta tensión separables por estacionalidad (Octubre de 2017 a Agosto de 2018, meses de verano de Octubre de 2017 a Marzo de 2018 y meses de invierno Abril de 2018 a Septiembre de 2018)
2. **Generación:** Matriz de 24×365 de costos marginales sistémicos de la barra representativa del Sistema interconectado nacional.
3. **Costo Medio ambiental** Matriz de 24×365 con el costo social de las emisiones emitidas a la atmósfera producto de la generación eléctrica.

Estas matrices entran según corresponda, a la tarifa diseñada en el cuadro 4.1 en el código de *Matlab* propuesto en la sección 3.1.2 como *Data* donde el resultado será un vector *idx* de 24 componentes que tomarán los valores entre $[1, 2, 3]$ según la asignación de clúster. Es de inspección posterior la correspondencia de cuál índice corresponde a qué bloque, como se verá en el capítulo de Resultados.

3.2.3. Diseño de Cargos y *Revenue Neutrality*

El diseño de cargos el tratamiento es el siguiente, la ponderación de cargo y demanda de los ingresos diarios de la empresa debe ser la misma para la tarifa flexible y la tarifa plana. La ecuación que esta presente en los trabajos continuos en [30] y [41].

$$\sum_{t \in k} T_t \times L_t = \sum_{t \in k} F \times L_t \quad (3.2)$$

Donde T_t corresponde al valor del cargo de la tarifa flexible costo-reflectiva, L_t corresponde al nivel de demanda de ese bloque y F corresponde a la tarifa plana inicial.

El valor de holgura corresponderá al valor del cargo más barato, que se depejará de una ecuación cuyos cargos de medio bloque (*shoulder*) y punta (*peak*) se determinan a priori por un ponderador de la tarifa plana. Este ponderador corresponderá al nivel de agresividad de la tarifa, que será un criterio de diseño.

Una tarifa más agresiva castigará más la punta que su contra parte, una tarifa conservadora. Esta relación entre ambas tarifas será tanto más castigadora como el problema de optimización permita mantener la optimalidad, satisfaciendo la demanda y minimizar los costos usando los sistemas de generación distribuidas instalados. Es un problema de prueba y error.

3.3. Modelo de minimización de costos de operación

Esta sección expone los criterios de modelamiento para la gestión de un sistema de generación distribuida con tecnologías de almacenamiento y generación fotovoltaica. La referencia académica para la construcción de este modelo se tienen [15] y [17].

3.3.1. Generalidades

Un *Home energy management system* o HEMS es un sistema que realiza la administración de la energía en sistemas distribuidos complementarios, siendo el control central de los inversores, equipos de medidas y fuentes de generación. En su programación lo que realiza de manera dinámica es resolver el punto óptimo de operación de cada componente del sistema integrado.

El propósito de este problema de optimización es justamente minimizar los costos de operación como lo haría un HEMS, a resolución horaria y defina con el input variable que corresponde a las tarifas de distribución otorgue las conclusiones necesarias sobre el diseño planteado en las secciones anteriores.

3.3.2. Definición de casos

Los casos de estudio definidos en este trabajo de título son cinco y son denominados y explicados en esta sección. Estos casos tratados corresponden a distintas instancias en el que un cliente promedio con el comportamiento de demanda que se explicitará en los datos de

entrada a este problema de optimización, decida invertir en distintas tecnologías de generación distribuida y además distintas maneras de operación.

Como se explicita en los alcances, se remite el trabajo a investigar en almacenamiento energético mediante baterías y a generación fotovoltaica. Se realiza la distinción también en el modo de operación como se describirá a fondo en los siguientes párrafos.

Caso A: Business as Usual

En este caso el cliente cubre su demanda eléctrica sin inversión de generación distribuida, suministrada exclusivamente por la red eléctrica de distribución, remitiéndose a pagar por la tarifa sin poder aprovechar sus beneficios de arbitraje de energía ni reducir demanda por inyección fotovoltaica.

Caso B: Sólo BESS

En este caso, el cliente decide invertir en almacenamiento energético y aprovechar el diferencial de tarifas que se ofrecen en las distintas estructuras tarifarias para generar arbitraje de energía con una capacidad instalada fija.

Caso C: Sólo FV

Este caso de estudio se remite a minimizar el costo de operación de suministro eléctrico ocupando sólo tecnología fotovoltaica, en forma de un perfil de energía solar simulado, y determinado en los datos de entrada en secciones posteriores. No se realiza arbitraje de energía y se paga por los costos de la energía no suministrada por la planta fotovoltaica.

La figura 3.11 ilustra la venta de excedentes a la red, y el auto consumo de energía eléctrica producto de la producción de la energía solar.

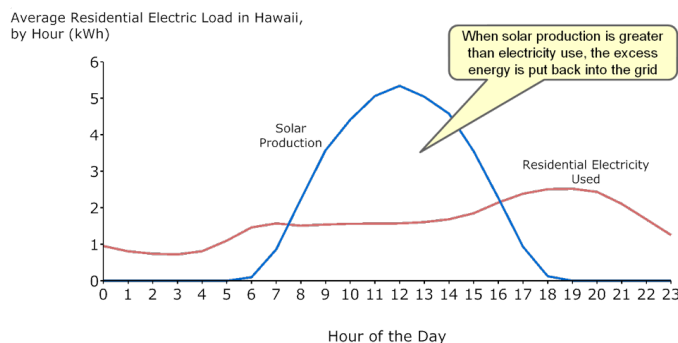


Figura 3.11: Auto consumo de excedentes de energía solar fotovoltaica [7]

Caso D: Auto-consumo de excedentes

Este caso con el siguiente combinan ambas tecnologías de generación distribuida, una planta fotovoltaica con almacenamiento energético y distan una de la otra en su modo de operación. Se desea revisar el comportamiento de la minimización de costos frente a la operación de estas dos tecnologías en conjunto, realizando arbitraje exclusivamente de los excedentes que la planta fotovoltaica genera, auto-consumiendo la energía ó inyectándola al sistema de distribución por ley de Net-billing. En otras palabras, las baterías no operan sobre los diferenciales de precio que puede ofrecer la tarifa de distribución.

La figura 3.12 ilustra este comportamiento del auto consumo de excedentes.

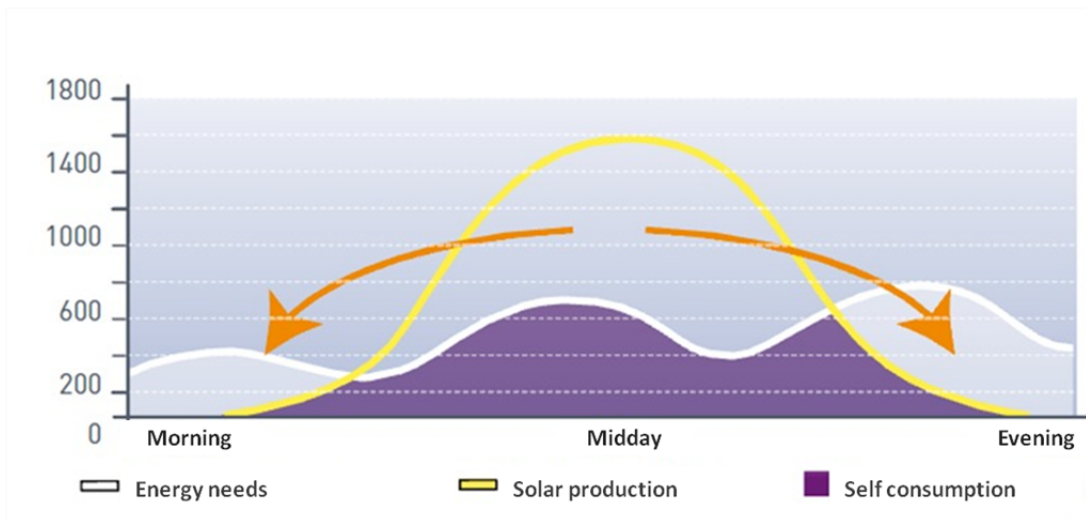


Figura 3.12: Auto consumo de excedentes de generación solar fotovoltaica [2]

Caso E: Arbitraje de Energía

Finalmente, este último caso, se relajan las restricciones sobre los excedentes de la planta fotovoltaica y el arbitraje de energía aprovecha tanto los excedentes de generación fotovoltaica como los diferenciales de precio que la tarifa de distribución puede ofrecer al cliente para generar ahorro de dinero en su suministro eléctrico

3.3.3. Formulación de modelo de minimización de costos

Como se ha mencionado, el modelo de comparación de los efectos económicos y técnicos es un modelo de optimización construido a partir de dos funciones objetivo y las restricciones que delimitan el rendimiento de las variables de optimización. Estas se exponen en las secciones

Nomenclatura utilizada

- $P_{buy}(t)$: Potencia comprada a la empresa distribuidora [kW]
- $T_d(t)$: Tarifa de distribución volumétrica [\$/kWh]
- $P_{sell}(t)$: Potencia inyectada a la empresa distribuidora [kW]
- $T_{FiT}(t)$: Tarifa de inyección de energía volumétrica [\$/kWh]
- $T_{dmp}(m)$: Cargo por demanda máxima leída en punta, en componente de distribución [\$/kW/mes]
- $T_{dm}(m)$: Cargo por demanda máxima leída, en componente de distribución [\$/kW/mes]
- $Demanda_{max \text{ en punta}}(m)$: Demanda máxima leída en punta, por mes [kW]
- $Demanda_{max}(m)$: Demanda máxima leída, por mes [kW]
- $Potencia_{deal}(m)$: Potencia contratada mensual [kW]
- T_{pot} : Cargo por potencia [\$/kW/mes]
- $Demand(t)$: Demanda de la unidad residencial [kW]
- $P(t)$: Flujo de potencia de BESS [kW]
- $D(t)$: Descarga de la Batería [kW]
- $C(t)$: Carga de Batería [kW]
- P_{max} : Capacidad en potencia de la BESS [kW]
- E_{max} : Capacidad de energía de la BESS [kWh]
- $E(t)$: Energía almacenada de la batería [kWh]
- η : Rendimiento de BESS
- $P_{FV}(t)$: Perfil de generación fotovoltaico [kW]

Función Objetivo

Las funciones objetivo utilizadas en este trabajo fueron dos. Estas se diferencian cuando se ocupan tarifas de distribución volumétricas exclusivas o cuando existen componentes de potencia que se pagan por unidad de potencia/mes. La primera función corresponde a

$$FO : \min_t P_{Buy}(t) \cdot T_d(t) - P_{Sell} \cdot T_{FiT}(t) \quad (3.3)$$

Esta función objetivo es utilizada al calcular el costo del suministro eléctrico de las tarifas BT1, THR Flex y Plus, además de las tarifas de diseño propuestas yTOU y sTOU, ya que todas corresponden a tarifas de costo volumétricas, con cargo [\$/kWh]. Mientras que, particularmente, tarifas que cuentan con cargo por componentes de potencia utilizan la función objetivo:

$$\begin{aligned}
FO : \text{mín } & tP_{Buy}(t) \cdot T_d(t) - P_{sell} \cdot T_{FiT}(t) \\
& + \sum_{m=1}^{12} T_{dmp}(m) \cdot Demanda_{\text{max en punta}}(m) \\
& + \sum_{m=1}^{12} T_{dm}(m)_{\text{max}}(m) \\
& + 12 \cdot Potencia_{deal} \cdot T_{pot}
\end{aligned} \tag{3.4}$$

Restricciones

El set de restricciones aplicadas a la función objetivo variarán según el caso definido, es decir, las restricciones son las que definen los casos. Ya que son éstas las que definen la optimalidad y factibilidad de la solución encontrada y entregan la región o polígono en el cuál las variables de desición de la optimización se pueden mover.

Caso A: Business as Usual

1. Restricción de balance de potencia

$$s.a P_{buy}(t) = Demand(t) \tag{3.5}$$

La variable de observación son los costos de la cuenta de electricidad pagada a lo largo de un año, con distintas tarifas de prueba.

Caso B: Sólo BESS

Como se menciona, la unidad residencial en este caso incorpora almacenamiento de baterías, que se modela a través de las siguientes restricciones.

1. Restricción de balance de potencia

$$s.a P_{buy}(t) - P_{Sell}(t) + D(t) - C(t) = Demand(t) \tag{3.6}$$

2. Baterías

Flujo de potencia hacia la red

$$P(t) = D(t) - C(t) \tag{3.7}$$

Capacidad de la batería

$$-P_{max} \leq P(t) \leq P_{max} \tag{3.8}$$

$$0 \leq D(t) \leq P_{max} \tag{3.9}$$

$$0 \leq C(t) \leq P_{max} \tag{3.10}$$

Energía o Estado de Carga de las baterías (SoC)

$$E(0) = 0 \quad (3.11)$$

$$E(8760) = 0 \quad (3.12)$$

$$0 \leq E(t) \leq E_{max} \quad (3.13)$$

$$E(t) = E(t-1) + (D(t)/\eta + C(t) \cdot \eta) \quad (3.14)$$

El sistema de almacenamiento tendrá la posibilidad de arbitrar mediante las diferencias de precio producidas en tarifas flexibles, las variables de observación para este problema es el costo de la cuenta de la electricidad, el comportamiento de la batería y la cantidad de energía tanto comprada como auto consumida.

Caso C: Sólo FV

En este caso, la Unidad residencial invierte en tecnología fotovoltaica exclusivamente, cuyo perfil es conocido y es 3.14. Las restricciones a las cuales está sujeto el problema son:

1. Restricción de balance de potencia

$$\text{s.a } P_{buy}(t) - P_{sell}(t) = Demand(t) - P_{PV}(t) \quad (3.15)$$

Se observa de este caso la variable del valor de la cuenta de electricidad, o valor óptimo de la función objetivo.

Caso D: Auto-consumo de excedentes

Este caso, como se ha mencionado, se diferencia con el Caso E es en el modo de operación, el almacenamiento de energía se restringe a recoger los excedentes no auto consumidos de la generación solar y suministrar la demanda en aquellos horarios donde minimicen los costos de operación, es decir, horarios donde el sol no irradie de manera óptima.

Las restricciones a seguir en ese caso corresponden:

1. Restricción de balance de potencia

$$\text{s.a } P_{buy}(t) - P_{sell}(t) + D(t) - C(t) = Demand(t) - P_{FV}(t) \quad (3.16)$$

2. Baterías Flujo de potencia hacia la red

$$P(t) = D(t) - C(t) \quad (3.17)$$

Energía o Estado de Carga de las baterías (SoC)

$$E(0) = 0 \quad (3.18)$$

$$E(8760) = 0 \quad (3.19)$$

$$0 \leq E(t) \leq E_{max} \quad (3.20)$$

$$E(t) = E(t-1) + (D(t)/\eta + C(t) \cdot \eta) \quad (3.21)$$

Restricción adicional de exclusividad de carga

Si $P_{FV}(t) \geq Demand(t)$ luego

$$P_{FV}(t) = Demand(t) + C(t) \quad (3.22)$$

De lo contrario,

$$Demand(t) = P_{buy}(t) + D(t) + P_{FV}(t) \quad (3.23)$$

Las variables de observación de este problema son el costo de la cuenta de la luz y el comportamiento de la potencia transferida a la red y su estado de carga. Además de la energía comprada y vendida hacia la red y en caso de tarifas con cargo por demanda, la punta de la potencia comprada a la empresa distribuidora.

Caso E: Arbitraje de Energía

Se define para este último caso, donde el BESS de la unidad residencial es capaz de optimizar el suministro de demanda mediante los excedentes de la planta FV y el diferencial de precios en tarifas flexibles. Esto permitirá mayores opciones de arbitraje para suministrar la demanda de esta unidad en particular.

Las restricciones de este modelo son:

1. Restricción de balance de potencia

$$\text{s.a } P_{buy}(t) - P_{sell}(t) + D(t) - C(t) = Demand(t) - P_{FV}(t) \quad (3.24)$$

2. Baterías

Flujo de potencia hacia la red

$$P(t) = D(t) - C(t) \quad (3.25)$$

Capacidad de Baterías

$$-P_{max} \leq P(t) \leq P_{max} \quad (3.26)$$

$$0 \leq D(t) \leq P_{max} \quad (3.27)$$

$$0 \leq C(t) \leq P_{max} \quad (3.28)$$

Energía o Estado de Carga de las baterías (SoC)

$$E(0) = 0 \quad (3.29)$$

$$E(8760) = 0 \quad (3.30)$$

$$0 \leq E(t) \leq E_{max} \quad (3.31)$$

$$E(t) = E(t-1) + (D(t)/\eta + C(t) \cdot \eta) \quad (3.32)$$

Las restricciones dejan total libertad a las baterías de arbitrar por diferencial de precios y auto consumir los excesos de la generación fotovoltaica para minimizar el costo de operación del sistema para el cliente residencial

3.3.4. Perfiles y datos de entrada

Perfil de demanda

El perfil de demanda es un perfil promedio residencial que se obtuvo de la simulación de 100 hogares conectados a un sistema de distribución *CREST demand model* cuya referencia se encuentra en [33]. La figura 3.13 representa la demanda estudiada en un perfil horario.

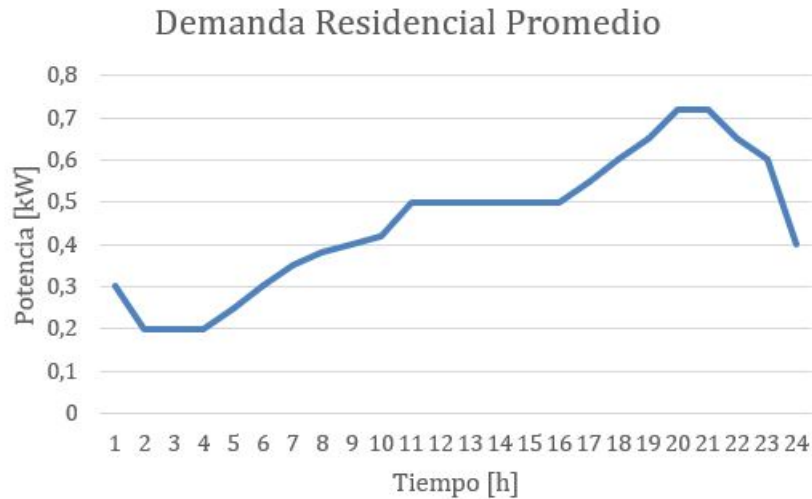


Figura 3.13: Demanda residencial [33]

Perfil de generación fotovoltaica

De la misma forma, el perfil de generación fue simulado en *CREST demand model* y es una variable de entrada al modelo de optimización en los casos que considere este tipo de generación, estos son Casos C, D y E. La figura 3.14 corresponde al perfil utilizado para la simulación.

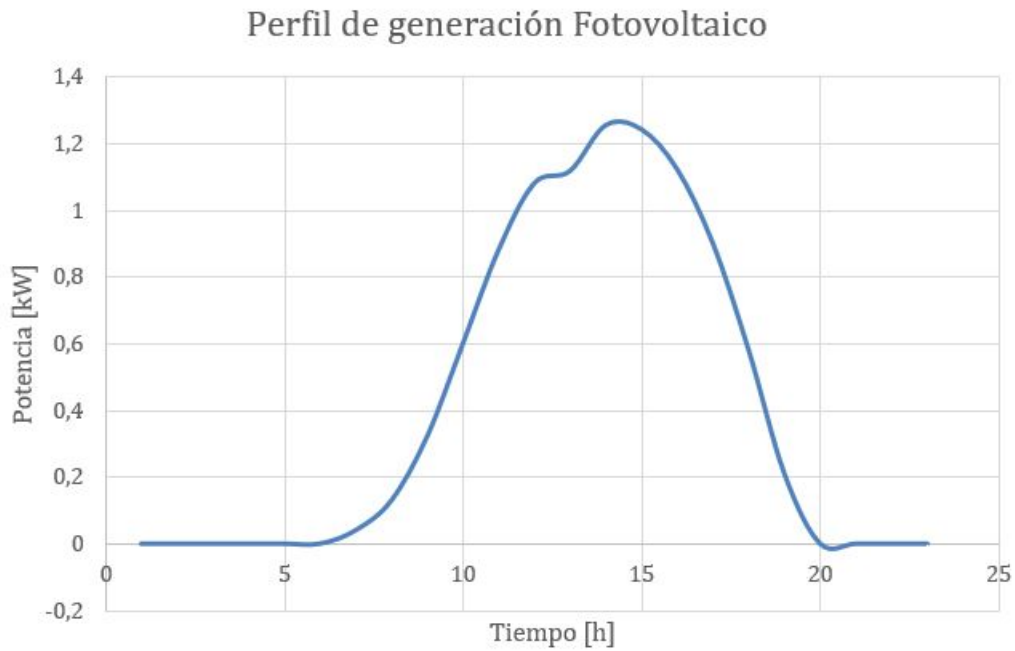


Figura 3.14: Perfil de generación fotovoltaico [33]

Battery Energy Storage System

El modelo utilizado de baterías fue un Tesla Powerwall, ver figura 3.15, sistema de almacenamiento completo y *Plug&Play*. Las características de este modelo y utilizadas en este trabajo se pueden observar en la tabla 3.1.



Figura 3.15: Tesla Powerwall, almacenamiento energético en baterías.

Tabla 3.1: Características de Tesla Powerwall

Característica	Valor
Capacidad	13,5 kWh
Nivel de Descarga	90 %
Potencia	7 kW pico/ 5kW continuo
Eficiencia	85 %

3.3.5. Estudios post-optimización

Se realizará post optimización métricas de comparación entre las tarifas, donde el valor de más información será el monto de la función objetivo en cada simulación. Este representa el costo del suministro anual de electricidad para el hogar estudiado. Esta información corresponderá a cada una de las 40 simulaciones que se realizarán, para compararlos en una matriz y gráfico.

3.3.6. Ingresos netos

Los ingresos netos anuales de cada proyecto y tarifa corresponderán a la diferencia entre el Caso A: *Business as Usual* con el resto de casos donde existe GD, la idea es cuantizar cuanto dinero se ahorra operativamente por contar con esta inversión. Los ingresos netos serán útiles en el estudio de rentabilidad que se expone a continuación.

3.3.7. Rentabilidad Económica y Tasa Interna de Retorno

La rentabilidad de un proyecto se puede medir de distintas maneras. Existe el tiempo de recuperación del capital, el VAN de proyectos privados, y también existe la TIR. La tasa interna de retorno es la tasa de interés o rentabilidad que ofrecerá un proyector, se calcula mediante la relación:

$$-I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (3.33)$$

Con I_o la inversión inicial, F_t los flujos de caja y n los períodos de tiempo.

En este caso los flujos de dinero son simplificados y corresponderán a los ingresos anuales de los proyectos calculados en la sección anterior, evaluando a 20 años que es lo que dura la vida útil de éstas tecnologías y la inversión inicial que será expuesta más adelante en los resultados.

Capítulo 4

Resultados y Análisis

4.1. Diseño de tarifa costo-reflectiva propuesta

Siguiendo la metodología expuesta en el capítulo 3, junto a los datos trabajados y definidos en este capítulo, se proponen cuatro diseños de ventana para representar el *stress* de la distribución eléctrica, y estas cuatro tarifas se definen por criterios de diseño como siguen: según su regularidad anual o estacional y su agresividad para determinar la relación porcentual con entre las horas punta y horas de base. Como mejor lo explica la tabla 4.1.

		Anualidad	
		Anual (Yearly)	Estacional (Seasonal)
Agresividad	Agresiva	yTOU Agresiva	sTOU Agresiva
	Conservadora	yTOU Conservadora	sTOU Conservadora

Tabla 4.1: Matriz de rotulado para tarifas planteadas

4.1.1. Diseño de ventanas de tiempo

En esta subsección del trabajo se presentarán los resultados del diseño de las ventanas de tiempo de la tarifa flexible.

Componente de Distribución

Para la anualidad, difiere el diseño de la tarifa en el set de datos que analiza el método de *clustering* escogido. Por lo que para una tarifa anual que es la misma para todo el año de estudio, el *clustering* se realiza para una matriz de tamaño de 24×365 con las lecturas de demanda de distribución de todo el año separado por sus lecturas horarias para cada día del año, ver Anexo. Por el contrario, para el diseño de la tarifa estacional, el set de datos escogidos para el procesamiento de *clustering* son dos matrices, una de 24×182 y otra de

24×183 que realizan el diseño de ventanas de tiempo para Verano e Invierno, tomando como referencia los meses de Octubre - Diciembre de 2017 y Enero - Febrero de 2018 como los meses de Verano y meses de Invierno de Abril - Septiembre de 2018, ver Anexo.

El resultado del proceso de *clustering* aplicado a estas matrices corresponde a un vector de 24 componentes, cuyo contenido corresponde a la identificación de las horas del día y su pertenencia un bloque determinado. Se puede observar en la figura 4.1.

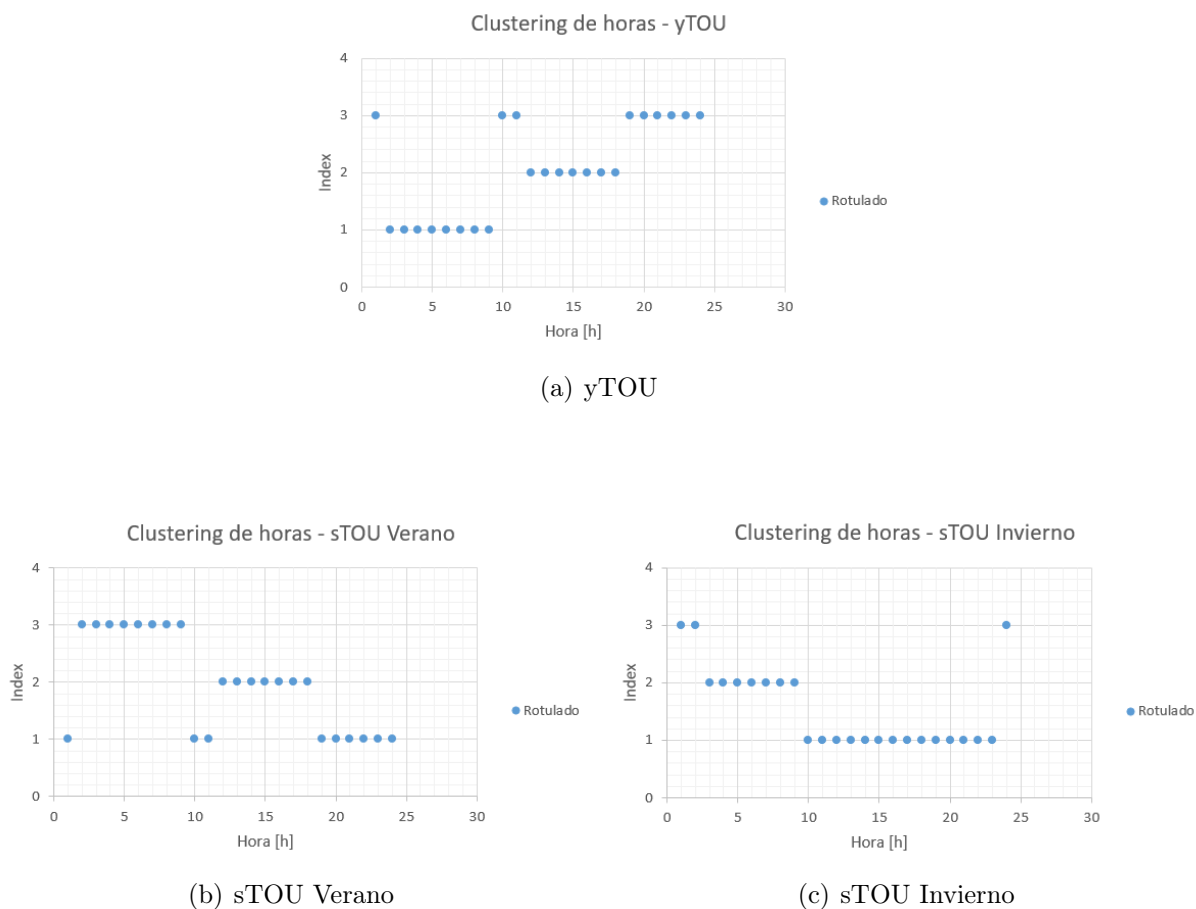


Figura 4.1: Clustering de horas

Esta indexación resulta de manera arbitraria en cómo se escogen los números de cada bloque, es en el análisis posterior cuando se asigna que cuál de los valores corresponde a qué bloque. En otras palabras, el valor de la indexación está en la agrupación de las horas para cada bloque y no en la nominación en sí.

Luego, es posible clasificar los bloques según criterio de inspección, con ciertas directrices explicitadas:

- Horas de madrugada, en general son de valle
- Horas de noche y algunas de la mañana corresponden a punta
- Existe consumo moderado diurno en horas de la tarde

Con estas reglas tomadas en cuenta, se tiene esta matriz de diseño que determina la correspondencia a los bloques de tiempo de cada *clustering* hecho.

Tabla 4.2: Tabla de correspondencia de los bloques

	Peak	Shoulder	Off-Peak
yTOU	3	2	1
sTOU Verano	1	2	3
sTOU Invierno	3	1	2

Componente de Generación

Este mismo análisis se realizó para el perfil de costos marginales de generación, que da las señales de precio de la generación en nuestro país. La barra de referencia como se ha mencionado es la barra Quillota 220. Se obtiene el patrón *idx* a partir del procesamiento de *clustering* de una matriz de 24×365 conteniendo el comportamiento de costos marginales en [USD/MWh], el resultado del vector *idx* se encuentra en la figura 4.2. En este caso es más directo encontrar que el clúster 1 corresponde a la punta, el 2 corresponde a horario de baja y el 3 corresponde a horario intermedio

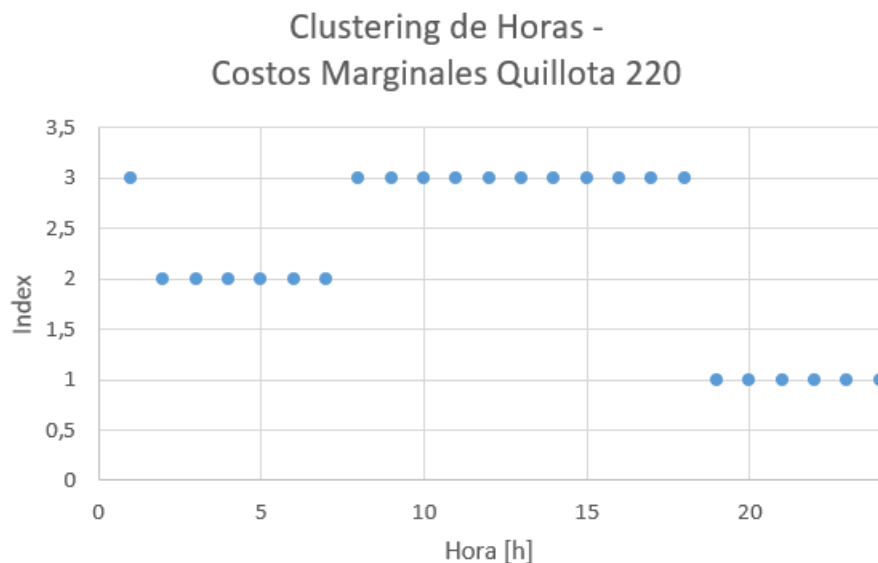


Figura 4.2: *Clusterización* de Costos Marginales

Componente Medio ambiental

De igual forma el comportamiento medioambiental es posible realizar un clustering, presentando la matriz de costos medioambientales con unidades de [USD/ tCO_2], el resultado de este proceso se puede observar en la figura 4.3. De igual forma, es directo observar según la figura 3.10 que el horario de punta esta invertido al comportamiento de los costos marginales

de generación, luego el clúster 1 corresponde a la punta, el clúster 2 corresponde a intermedio y el horario 3 corresponde a baja.

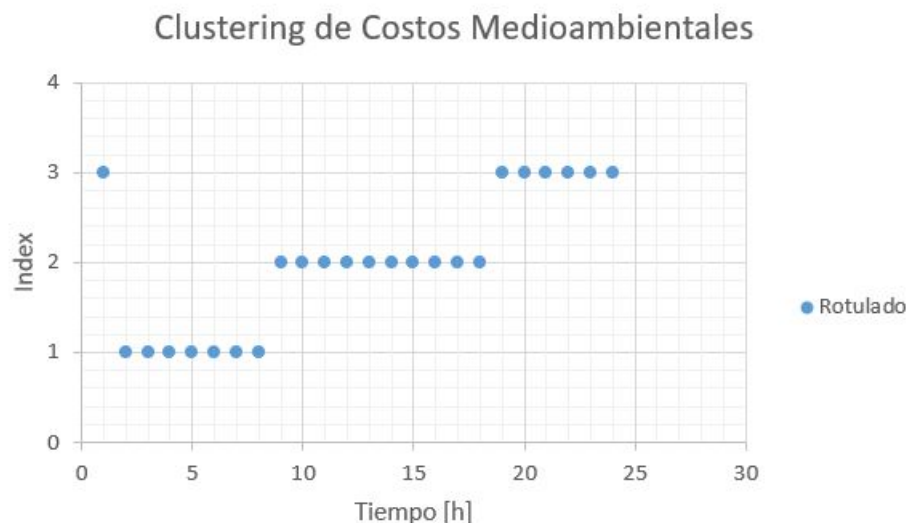


Figura 4.3: Clustering de horas del costo medioambiental

4.1.2. Diseño de cargos

En esta sub sección se muestran los resultados para el diseño de los cargos correspondientes a cada bloque y de cada tarifa planteada.

Componentes de Distribución

La definición de agresividad, como se ha mencionado, es castigar con mayor porcentaje las horas puntas con respecto a la hora base que cobrará el 100 % de lo recaudado por tarifa plana representada por tarifa BT1, explicitada en el estudio de tarifa existente en el capítulo 1. Luego en esta dirección, y bajo un proceso iterativo de obtener el mayor porcentaje (o menor) sin perder la optimalidad del problema, las ponderaciones para la agresividad por caso se exponen en la tabla 4.3.

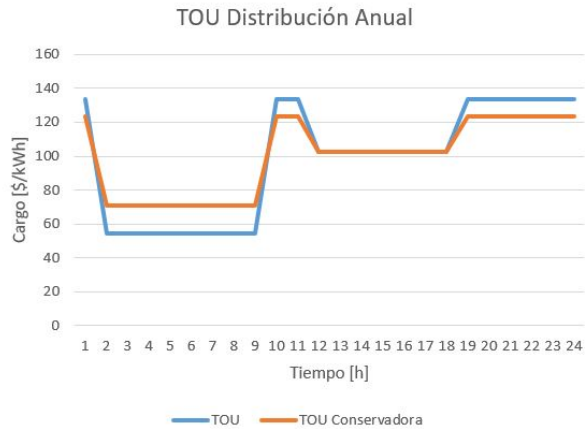
Tabla 4.3: Diseño de porcentaje de cargos de cada ventana

	Anual		Verano		Invierno	
	Agresiva	Conservadora	Agresiva	Conservadora	Agresiva	Conservadora
Peak	130 %	120 %	150 %	130 %	150 %	130 %
Shoulder	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Off - Peak	53 %	69 %	69 %	53 %	72 %	83 %

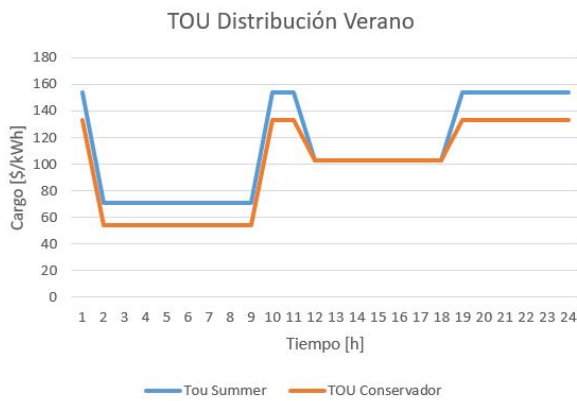
La determinación de los porcentajes es expuesta en el capítulo 3, es producto de la ecuación 3.2 fijando el cargo de la horas punta y horas *shoulder* tomando el cuenta el peso de la

demanda que en las horas valle ó *off-peak* para su diseño, por lo cual se considera una variable de *slack* ó de holgura.

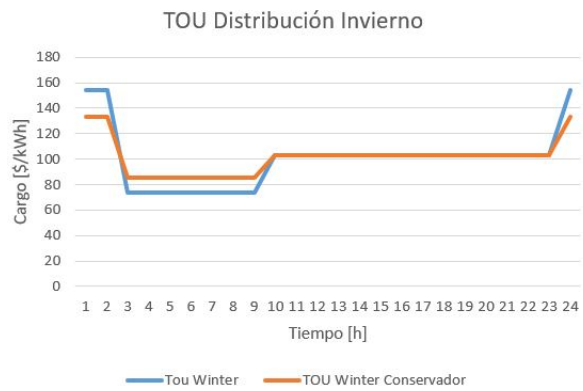
Obteniendo las tarifas directas Time of Use en la figura 4.4



(a) yTOU



(b) sTOU Verano



(c) sTOU Invierno

Figura 4.4: Clustering de horas

Componente de Generación

De la misma forma, se obtiene una TOU conservadora y agresiva modulando la tarifa plana mediante la ecuación 3.2 pero con las ventanas de bloque correspondientes a la generación, donde el resultado se observa en la figura 4.5.

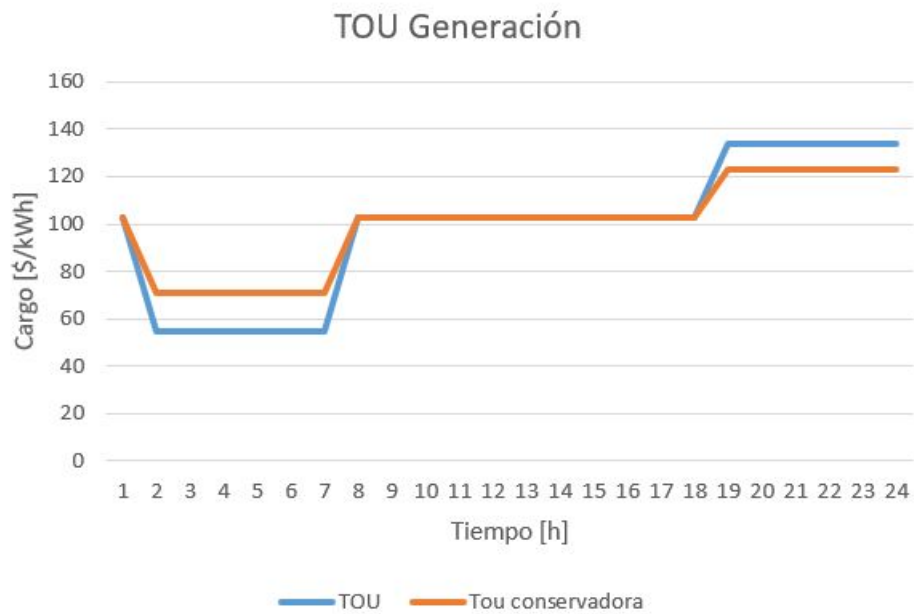


Figura 4.5: Tarifa parcial de TOU para componente de Generación Eléctrica

Componente Medio ambiental

De la misma forma, con el resto de componentes, se obtiene una modulación de la tarifa plana BT1, con modos agresivo y conservador, que corresponden a los mismos porcentajes de la tabla 4.3. La figura de la TOU de componente medioambiental se observa en la figura 4.6.

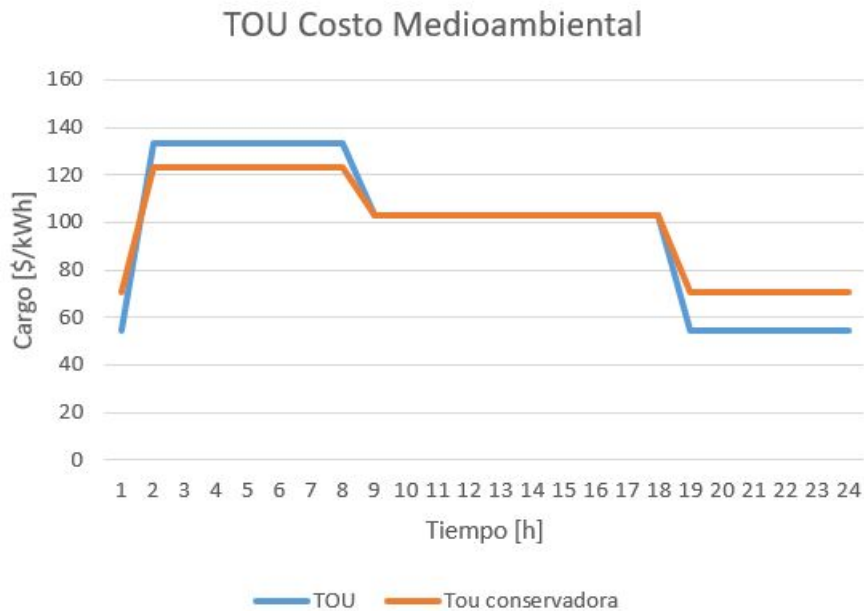


Figura 4.6: Tarifa Parcial de TOU para componente medioambiental

4.1.3. Proposición de tarifa final

La proposición final de la tarifa es una ponderación de todas las tarifas anteriores, tomando en cuenta la participación que tiene cada componente tanto distribución y generación+transmisión y se diseña un porcentaje arbitrario que puede ser a criterio del diseñador de quitarle porcentaje de participación al bloque Generación + Transmisión y otorgarle al costo medio-ambiental. En este estudio se observara en la optimización tres casos de proposición final, los casos de participación serán:

1. Caso 1: Sólo Generación (BAU)
2. Caso 2: Generación y Distribución
3. Caso 3: Generación, Distribución y Costo Medioambiental

Tabla 4.4: Definición de ponderadores para casos de integración de drivers

		Caso 1	Caso 2	Caso 3
Porcentajes	E	100 %	75,1 %	65,10 %
	Dx	0 %	24,90 %	24,90 %
	ENV	0 %	0 %	10 %

Luego se ponderan las figuras 4.4, 4.5 y 4.6 y resulta las tarifas mostradas en las figura 4.7, 4.8 y 4.9.

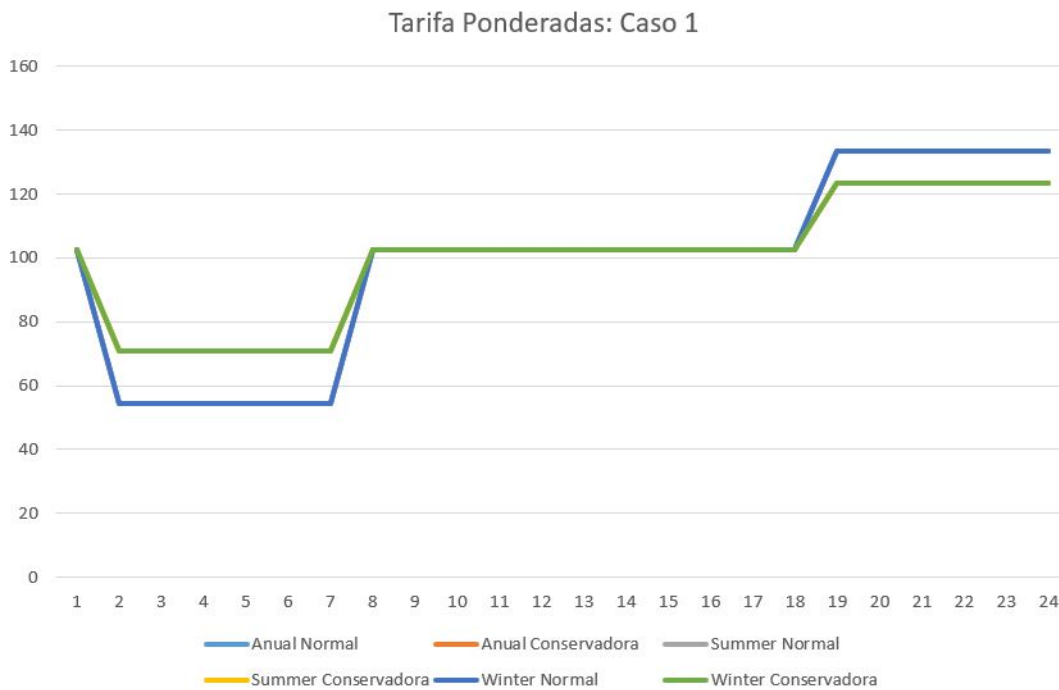


Figura 4.7: Presentación de TOU final ponderada sobre las tres componentes, para Caso 1

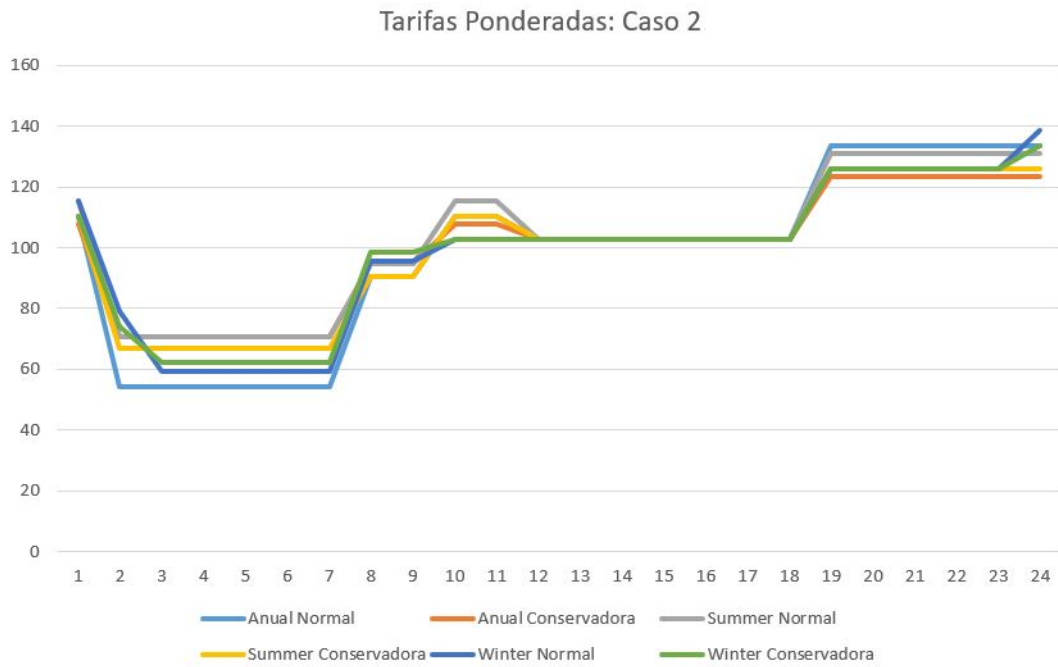


Figura 4.8: Presentación de TOU final ponderada sobre las tres componentes, para Caso 2

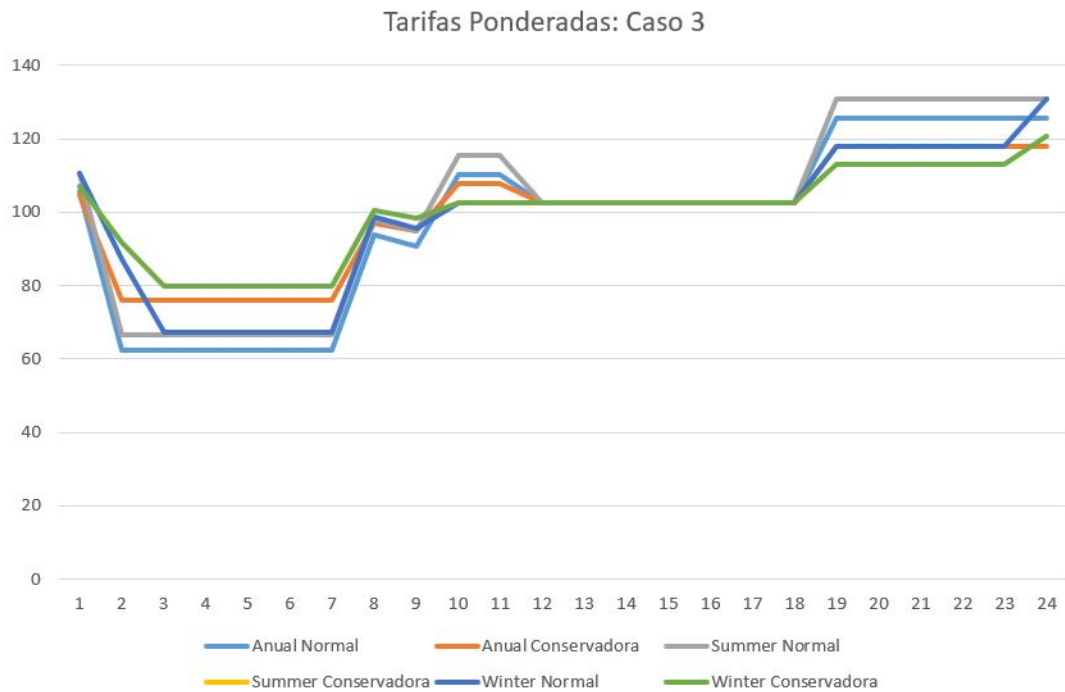


Figura 4.9: Presentación de TOU final ponderada sobre las tres componentes, para Caso 3

Esta tarifa no va directamente al problema de minimización de costos, sin antes construir un vector de 8760 horas para un año, donde la tarifa propuesta y TOU repite cada 24 horas sus valores durante todo el año y en el caso de la sTOU en ambas intensidades de agresividad,

se realizan 4380 horas con la tarifa de verano (en color amarillo y gris) de distribución y el complemento iterando la tarifa de invierno (en colores verde y azul).

Se puede observar la tendencia entre los casos 2 y 3, donde las horas de madrugada tienden a elevar el costo de la energía en las madrugadas pero también ayuda a aminorar el costo en horas de punta, siendo un equilibrio en lo que sucede luego en la optimización de la operación de la GD.

4.2. Modelo de minimización de costos de operación

Esta sección se muestran los resultados del modelo descrito en la sección 3.3 de la presente memoria de título, primero los aspectos económicos donde el principal medidor del rendimiento económico de las tarifas de prueba es el costo del suministro anual y desde allí deriva los cálculos posteriores, como ingresos anuales, rentabilidad de los proyectos y costo nivelado de la energía.

4.2.1. Resultados económicos

Se considera como los resultados mas importantes del trabajo ya que el objetivo es probar la efectividad del cambio en la estructura de la tarifa en la rentabilidad, el resultado primo son los costos operativos del suministro eléctrico del cliente, a partir de eso los ingresos anuales se pueden calcular como la cantidad de dinero ahorrado por invertir en GD, mientras que los últimos resultados corresponden para comparar junto con la inversión realizada para operar los sistemas de GD.

Costo de suministro eléctrico anual

En las figuras 4.10,4.11 y 4.12 se aprecian los resultados de la función objetivo de 40 simulaciones realizadas en el software *FICO Xpress*, tras encontrar optimalidad en los problemas de optimización descritos en la sección 3.3.

Valor suministro anual: Caso 1

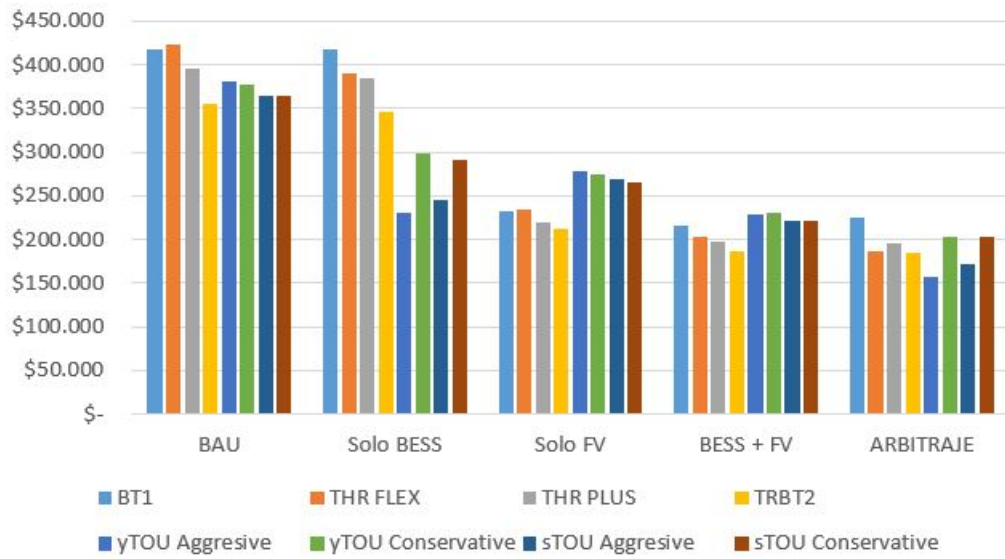


Figura 4.10: Costo de suministro anual para unidad residencial, bajo Caso 1

Valor suministro anual: Caso 2

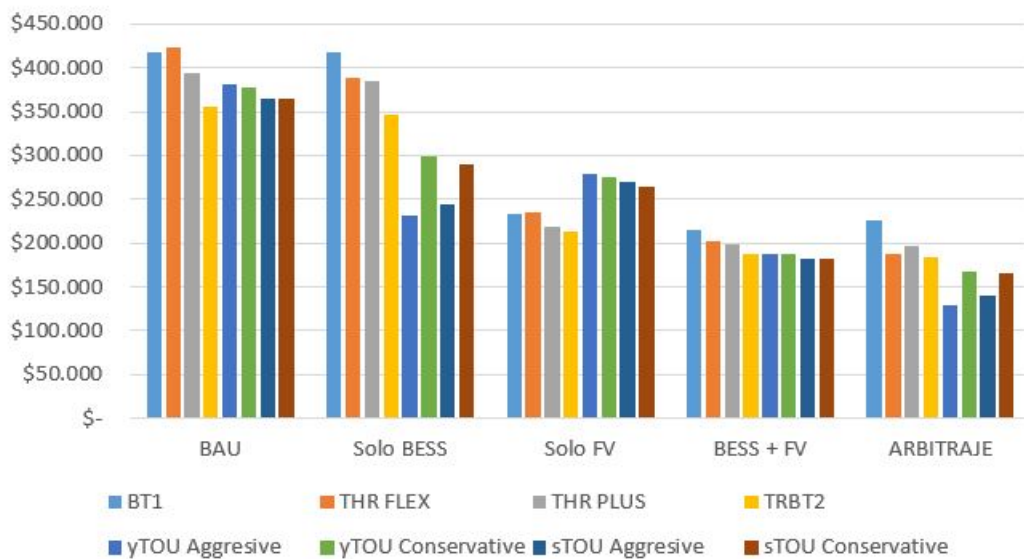


Figura 4.11: Costo de suministro anual para unidad residencial, bajo Caso 2

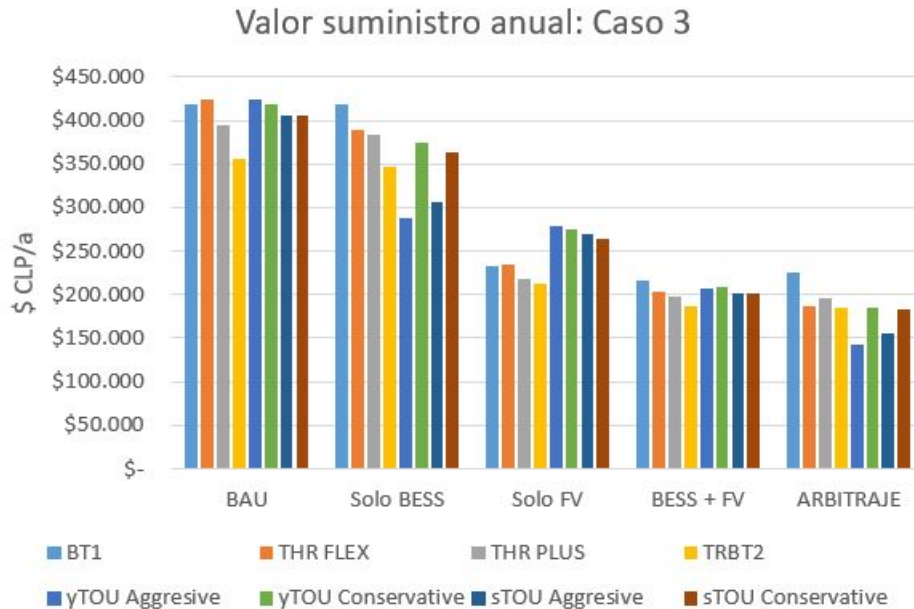


Figura 4.12: Costo de suministro anual para unidad residencial, bajo Caso 3

Empezando por el Caso A: Business as Usual se puede observar que las tarifas planteadas se comportan en un rango similar a las tarifas volumétricas existentes. Sin tecnologías que aprovechen los diferenciales de precio que ofrecen las tarifas flexibles, la valoración sólo de consumir menos fuera de punta permite que se ahorre mas dinero en la tarifa TRBT2, que es la tarifa que posee componentes por demanda.

Pasando al Caso B, las tarifas agresivas planteadas, cuyo diferencial de precios es elevado en comparación al que ofrecen las tarifas flexibles existentes y las baterías se permiten comprar mucha energía en los horarios de baja para auto consumir en horas de punta y ahorrar el 31 % de los costos anuales sólo por invertir en baterías, en comparación con la simulación de la misma tarifa yTOU Agresiva en el Caso A. Esta es la mayor diferencia representativa del caso B. En un principio de las tarifas existentes, quien otorgaba mayores incentivos era nuevamente la tarifa TRBT2 que remuneraba bien por disminuir la demanda leída máxima tanto en punta como fuera de ella, pero los diferenciales de precio de las tarifas agresivas son mas atractivas para el optimizador.

En el Caso C, los precios disminuyen considerablemente en general comparado con el Caso A, y se disminuyen en la misma proporción. Con costos operativos despreciables la simulación contempla una demanda reducida ya que el perfil ya satisface cierta demanda y los excedentes significan ventas a precio de inyección de energía, a valor de 53.7495 [\$/kWh]. Tal como sucede en el Caso A, la tarifa TRBT2 es la que ofrece mejores ahorros en el valor del suministro anual.

En el Caso D, al ser tan restringido la cantidad de energía que se puede arbitrar, ya que corresponde solo a los excedentes de la planta fotovoltaica, que según el gráfico corresponden a 1926,48 kWh que se venden en los horarios de punta y disminuir el consumo en esos horarios. Son casi 5,27 kWh diarios que se aprovechan y las tarifas con mayor precio en la punta,

correspondiente a la tarifa TRBT2 es la tarifa que mejor aprovecha esta venta.

El Caso E, corresponde a el resumen de todos los caso juntos. Además de los 5,27 kWh diarios excedentes del sol para dejar de consumir en horarios de punta, además el optimizador aprovecha los grandes diferenciales de precio que ofrece la tarifa yTOU agresiva para disminuir los costos de suministro. Se pueden observar los porcentajes de reducción de costos de la mejor tarifa planteada según la figura 4.12.

Tabla 4.5: Reducción de costos de la mejor tarifa planteada: yTOU Agresiva

Caso B	Caso C	Caso D	Caso E
31,99 %	34,14 %	51,01 %	66,25 %

Es importante destacar que todas las tarifas fueron diseñadas en su cargo para la neutralidad de ingresos y la distribuidora no reciba menos dinero por el suministro del cliente, sino que el cliente es quién consume menos mediante su inversión y la distribuidora recibe lo que se considera justo.

La comparación de los casos de participación en los costos anuales de energía en los casos planteados en la tabla 4.4, se observa con respecto al caso 3, que es el caso de mayor interés que se produce una mejora en los ahorros de cuenta de la luz de un 2 % en el Caso 1. Básicamente se produce un efecto de peor aprovechamiento del arbitraje de energía combinado con un menor precio en ciertas horas para suministrar desde la red. Así al integrar la distribución el ahorro mejora incluso más llegando al 9,8 % lo que se muestra auspicioso. La pérdida de ahorro al integrar costo social de contaminantes es obvia, se debe pagar adicional por el daño que provocamos por consumir energía en aquellos horarios donde esta produce mas toneladas de carbono equivalentes.

Luego el caso 3 de estudio de interés no es el óptimo para provocar cambios, pero si es el mas justo con lo que se debe pagar por este concepto.

Ingresos anuales

Los ingresos anuales son el producto de la diferencia entre el Caso A con cada caso relativo de inversión en GD. Estos siguen la tendencia de la figura 4.10 por lo que el análisis será similar para este resultado. Sin embargo es necesario llegar a este gráfico para calcular la rentabilidad económica de los proyectos comparándolos con sus inversiones iniciales. La figura de los ingresos anuales se muestra en la figura 4.13.

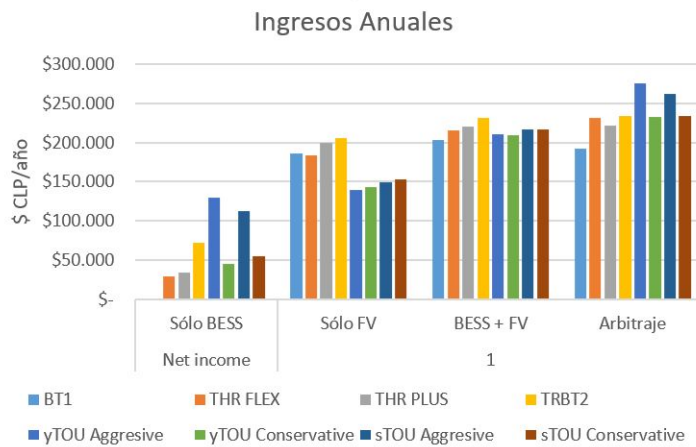


Figura 4.13: Ingresos anuales por Caso y Tarifa de Distribución estudiada.

Rentabilidad económica de los proyectos estudiados

Se estudian dos tipos de indicador de rentabilidad comparativos, la tasa interna de retorno y el costo nivelado de la energía. La tasa interna de retorno se obtiene de manera básica como un indicador de que es lo que pasa con el retorno a la inversión de los Casos propuestos, manteniendo el ingreso anual anterior en un período de 20 años y descontando la inversión inicial. La inversión inicial en equipos cotizados en las siguientes referencias [21] y [38].

Tabla 4.6: Costo inversión de los equipos

Costo FV	\$1.139.107
Costo BESS	\$2.876.447
Costo Total	\$4.015.554

Teniendo en consideración estos costos, el gráfico de TIR se muestra en la figura 4.14.

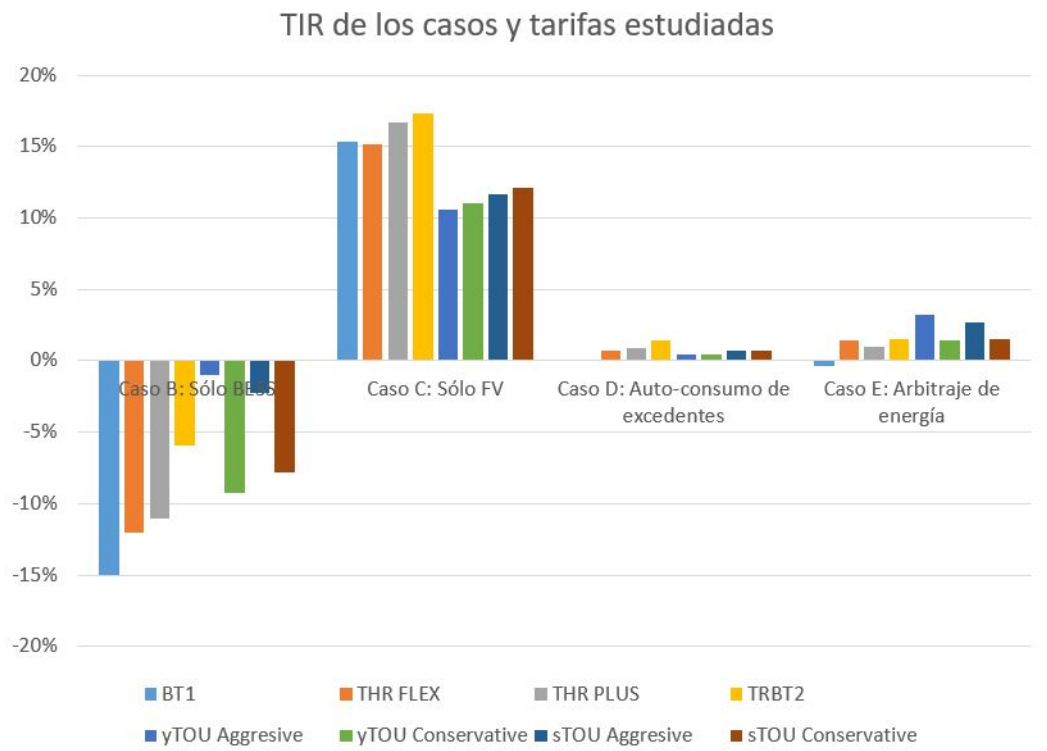


Figura 4.14: Gráfico de tasas internas de retorno de cada Caso y de cada tarifa estudiada. Elaboración propia

Se muestra una tendencia muy fuerte a la poca solvencia de las baterías aún con el precio que presentan a la fecha. En el caso B al ser la única tecnología y la menos favorecida con los ingresos anuales, que se observan en la figura 4.13 con la rentabilidad a 20 años mostrada no se justifica una inversión de este estilo. Se llega a una conclusión importante, el almacenamiento de energía no es factible sin una planta fotovoltaica que haga sinergia con el y tampoco con el precio que ofrece Tesla por su equipo *Powerwall*.

Lo que si es cierto es que con el precio absolutamente bajo, la tecnología fotovoltaica por si sola, si llega a lucrar una cantidad interesante de retorno, con la tarifa TRBT2 que actualmente se ofrece. El requisito de acceso a esta tarifa es contar con un medidor inteligente que pueda leer el consumo con resolución mínima de 1 hora. En general lo hacen cada 15 minutos, superando la norma.

Si es positivo destacar que si se invierte finalmente en el *mix* entre paneles fotovoltaicos y almacenamiento de energía, el exceso de generación mas los diferenciales de precio que ofrece las tarifas planteadas yTOU y sTOU Agresivas a los 20 años se observará retorno a la inversión. Por lo que si se cumple la proyección del portal económico *bloomberg.com* 2.8 en el marco teórico de este trabajo, es posible obtener mejores resultados y ganancias con las tarifas diseñadas.

El *driver* principal luego es el precio de las baterias, y esto se traduce en la baja de la materia prima, mano de obra, condiciones económicas y un desarrollo de esta tecnología para volver mas eficiente el proceso de producción. Además la entrada de otros actores fabricantes

de baterías agilizará el proceso de mejora de la rentabilidad de los proyectos.

El siguiente indicador es el costo nivelado de la energía, que requiere saber cuanta energía fue comprada, auto consumida o vendida como inyección a la red. Estos valores son resultado del proceso de optimización y son presentados en los gráficos en la figura 4.16 por caso que involucre GD.

De manera ilustrativa, debido a que la función objetivo 3.4 considera las lecturas de potencia máxima tanto en punta como potencia máxima mensual, se obtiene el siguiente gráfico que ilustra la caída de la demanda máxima al ocupar las distintas opciones de GD que se establecen en los casos. La figura se observa en 4.15. En ella al tarifificar la demanda leída, con dos lecturas máxima mensuales se observa como al incluir la participación del arbitraje, estas demandas disminuyen a su caso más extremo aun 42 % de su valor desde el Caso A hacia el Caso E. Esto es una buena señal que otorgue una descongestión en las redes que otorga el uso del almacenamiento, como establece el marco teórico para las funcionalidades de las baterías.

Se puede mencionar luego que la función objetivo 3.4 funciona para incentivar la baja de esta demanda máxima mediante la participación del almacenamiento.

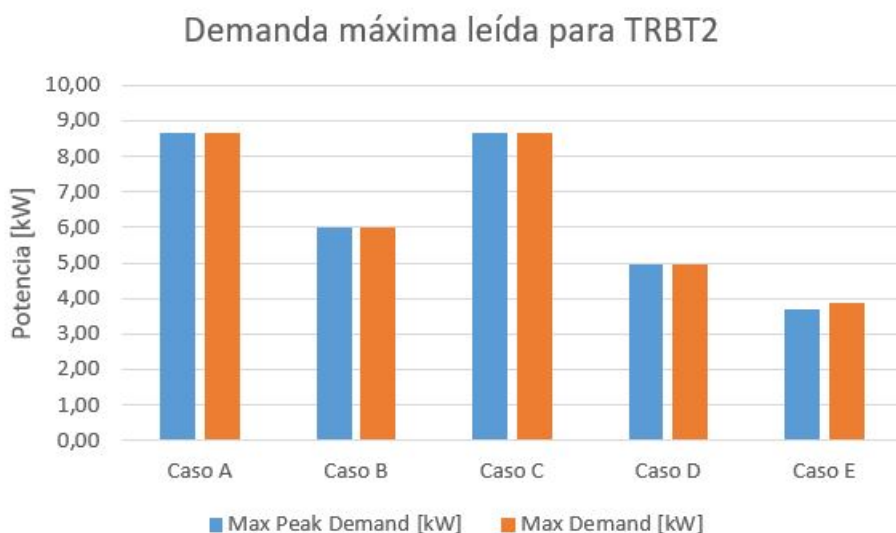


Figura 4.15: Efecto sobre la demanda máxima leída en una tarifa con componentes de potencia: TRBT2

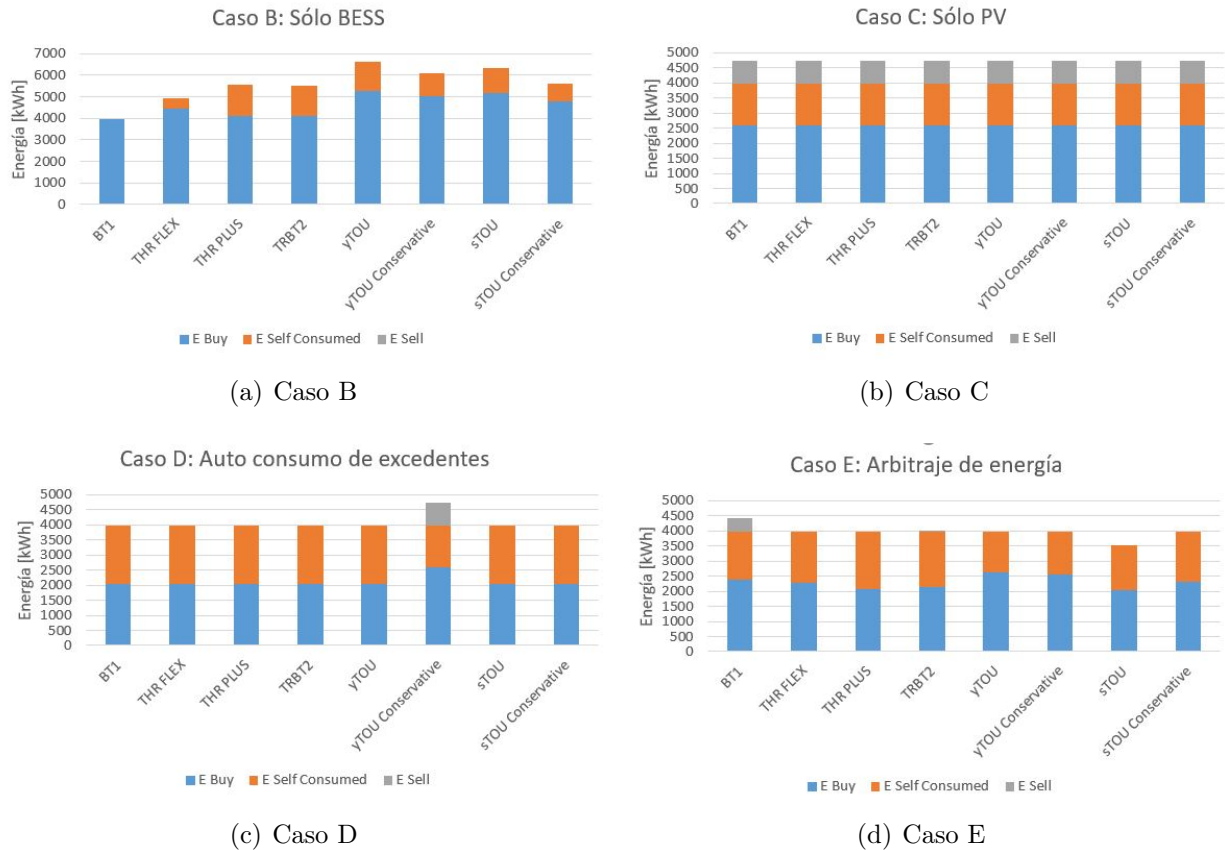


Figura 4.16: Energía comprada, auto consumida o vendida al sistema de distribución en los casos con GD. Elaboración propia

La energía producida por el sistema de GD en cada caso corresponde a la suma entre el auto-consumo energético y la energía vendida al sistema como inyección. Se puede observar que en muy pocos casos el sistema opta por vender energía al sistema y solo lo realiza cuando no existe demanda que suministrar y el excedente es vertido a las redes de distribución, estos es directamente relacionado con su bajo valor de venta. Los casos son contados como en el Caso D - tarifa yTOU Conservativa, donde la diferencia de precio menor con respecto a su espejo yTOU agresiva no da incentivos a seguir auto consumiendo y decide la optimización ocupar ley de Net-billing.

El caso C es un caso especial, ya que no existe otra manera de ocupar esos excedentes y todos son vendidos a la red en forma de inyecciones. En el caso B el comportamiento es más inusual, como existe solo almacenamiento el driver principal de su operación es la diferencia de precios para realizar arbitraje. El mayor auto consumo se produce en la tarifa que le ofrece mayores incentivos, como se ha mencionado varias veces, la tarifa yTOU agresiva.

Finalmente lo que ocurre en el caso E es un a comparación de quien ofrece los mejores incentivos de auto consumir y arbitrar, mientras que TRBT2 aumenta sus posibilidades de auto consumir no valora tanto como la tarifa yTOU agresiva, la cual obtiene mejores ingresos en ese caso, visto en la figura 4.13.

El costo nivelado de la energía, definido en la Metodología sección 3.3.7 se calcula en base al costo de inversión dado en la tabla 4.6. El LCOE se observa en la figura 4.17

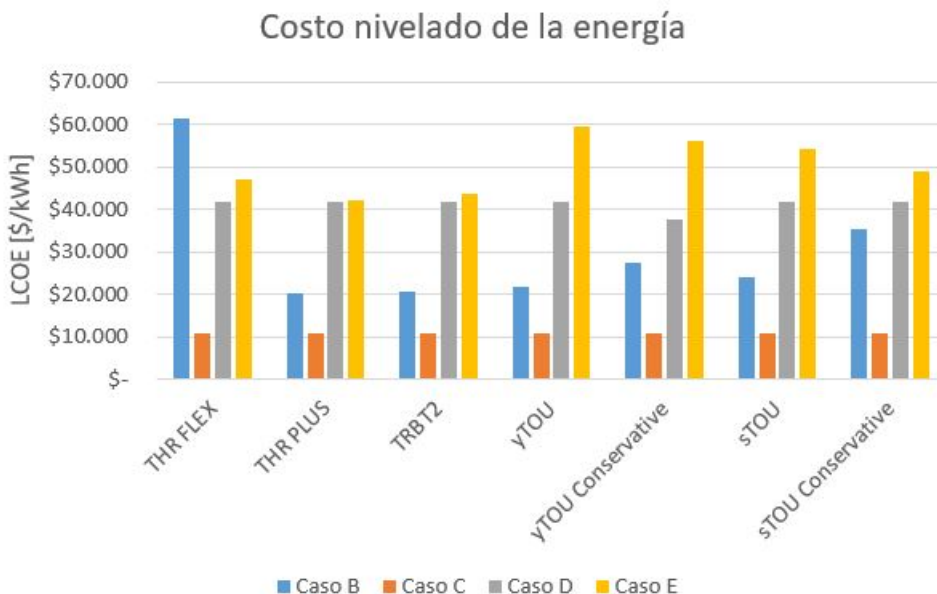


Figura 4.17: Costo nivelado de la energía para los casos de estudio

La figura 4.17 reafirma que el Caso C frente a la mayoría de las tarifas de estudio flexibles es el caso más barato de reducir costos, incluso en la medida por unidad de energía, sin embargo al observar el caso B donde en algunas tarifas como las existentes difiere en un 46 % con respecto a la energía solar en el caso C, entrega un potencia frente al abaratamiento de costos de producción del almacenamiento enorme.

Existiendo una baja del costo nivelado de la energía de igual forma puede incentivar a los inversionistas como una forma económica a largo plazo de ahorrar en sus cuentas de electricidad. El revés de esta observación es la vida útil de la batería es la mitad que la tecnología fotovoltaica, y frente a eso la inversión también es doble, con lo que existe un trade-off entre cuando tiempo se realiza el proyecto para sacar dividendos óptimos de ambas tecnologías.

Capítulo 5

Conclusión

A lo largo del trabajo se ha reconocido una problemática que se avecina con la entrada en operación de GD masiva y frente a la desestabilización de las señales de precio que esto puede provocar en las inversiones de los clientes que optaron por seguir una alternativa de abastecimiento propia, sin emisiones contaminantes y contribuir a la disminución del efecto invernadero. Es justo que la regulación de la distribución y sus pagos evolucione en este aspecto. Mientras la ley 20.571 regule las inyecciones de los **excedentes** de la generación distribuida y valore que las personas auto consuman electricidad, ésta siempre tendrá el costo de oportunidad de lo que vale la electricidad y no la obtienen de fuentes renovables.

Es preciso, luego, que las estructuras tarifarias reconozcan y den la posibilidad a los clientes e inversores de tecnologías de GD a mejorar sus ingresos y no castigarlos. Es por esto que el objetivo de esta memoria fue encontrar una manera de diseñar una TCR que pudiese capturar las incertezas y dinamismo de lo que está pasando en las redes de distribución, mejorar los diferenciales de precio que el almacenamiento pueda capturar y mover más energía y recortar la punta ayudando a la descongestión de las redes en general.

Este reconocimiento mediante la herramienta de clustering aporta un diseño normalizado y objetivo, no discriminatorio, optimizado y simple en su entrega de resultados, encontrando un punto de equilibrio en la balanza entre reflectividad y aceptación social de una tarifa que el cliente residencial pueda usar y aprovechar, y no menospreciar sin el incentivo a usar.

Se sigue para esto varias metodologías de diseño de tarifas costo-reflectivas, en particular de un tipo de tarifas y se emplean métodos que se han estudiado en algunas referencias pero no pasa de ser métodos no muy empleados en el mundo de la tarificación de sistemas regulados como la técnica descrita anteriormente, es aquí donde esta el valor de esta memoria, donde se utiliza un método poco empleado y llegar a una tarifa estándar como las que lo tienen los principales mercados eléctricos del mundo, como el británico, el australiano y el estadounidense y junto con destacar el uso empírico de datos reales de consumo eléctrico como los extraídos en la base de datos del Coordinador Nacional. Luego en mercados donde ya la cuota de energía renovable superará pronto los promedios mundiales y sus demandas crecen más que la demanda energética de Chile esta memoria puede predecir con un grado de error lo que puede pasar y ser un aporte a la discusión de las políticas energéticas.

El resultado de esta metodología de diseño es puesto a prueba junto a esquemas flexibles que ya existen en la regulación chilena, pero que son fijas y no representa lo que esta viviendo el dinamismo de la respuesta de la demanda frente a los cambios económicos. Se logra comprobar en ciertos casos de estudio, las tarifas planteadas, obtenidas recuperan mejores ingresos que las tarifas flexibles THR FLEX y PLUS, que son las tarifas estándar horarias a disposición. Otorgan, sin cambiar de posición económica a la compañía distribuidora, mejores diferenciales de precio y valoración de la punta más cara que las tarifas citadas. Como resultado es que la tarifa que más logra ahorrar es la propuesta yTOU Agresiva y esto conlleva a mejores ingresos también.

El problema es que en los casos en que las tarifas planteadas destacan por su mejora en los ingresos anuales de sus inversores, el valor de la inversión sigue siendo muy alto como para dejar dividendos al final de la vida útil del proyecto. Aquí es cuando la siguiente conclusión toma forma. La forma de generación distribuida más rentable es sin duda el panel fotovoltaico sin necesidad del respaldo del almacenamiento de energía, otorga mejores beneficios comparado con la inversión inicial menor con respecto a los otros casos donde hay baterías. Esto revela un problema pero también una oportunidad.

El estudio demuestra que el mayor potencial de ingresos se encuentra en el trabajo conjunto de la generación fotovoltaica y el almacenamiento de energía. Esto espera también por el constante trabajo de las personas que disminuyen los costos de la tecnología y en un costo a mediano plazo se pueda pagar por precio de panel fotovoltaico hoy 15 centavos la unidad de energía generada, en 15 centavos la unidad de energía arbitrada, en términos del costo nivelado de la energía. De hecho en el estudio sobre el costo nivelado de la energía, las tarifas con mejores diferencias de precios otorgan LCOE's más económicos para el almacenamiento eléctrico conectado sólo. Mientras que ninguna de las tarifas entrega más valor a la generación fotovoltaica sola, con la tarifa plana que se tenía de un comienzo. Sin incentivos a regular por que el status quo ya es bastante rentable para quienes piensen en invertir.

5.1. Discusión de resultados

El foco del trabajo se presentó en diseñar una TCR mediante un método relativamente nuevo, donde se llega a una tarifa TOU estándar y que es entrada a un modelo de minimización de costos y cuyo resultado se puede ver en la figura 4.10, 4.11 y 4.12. Las tarifas principalmente propuestas otorgan mucho valor al almacenamiento de energía. Con mejores precios podría llegar a ser un gran empuje a la penetración del arbitraje.

Se revisa la rentabilidad de los proyectos y el parque fotovoltaico al ser mucho más económico que las baterías presenta mayores dividendos al final del período de estudio, las tarifas planteadas no aportan a este suceso ya que no es con la diferenciación entre las horas de punta y las horas de valle como entregan su valor, sino en como se valoriza la punta. La tarifa TRBT2 parece ser una buena alternativa, ya que la punta que recorta, si bien es cierto no es coincidente con la punta de la GD que suele ser a medio día, disminuye de igual forma, y más si existe un cargo exclusivo a valorizar ese auto consumo que ya de por si es caro. Esto concluye que la tarifa con componentes por demanda es una buena alternativa, ya regulada

para un inversor que empieza a emprender en el auto consumo y generación residencial.

Existen trabajos de la comisión sobre identificación de horas punta en sistemas de transmisión y es de esperar que este trabajo contribuya a la discusión sobre que es lo que se quiere para el futuro de este negocio y la descarbonización de la matriz energética.

Se cumple el objetivo de generar una tarifa y probarla en un modelo de minimización de costos, para analizar luego sus efectos económicos. Si bien en ciertos casos existe mejor potencial para tarifas ya existentes, el potencial frente a la baja de precios de la inversión en almacenamiento puede ser interesante.

5.2. Trabajo futuro

Se sugiere continuar esta línea de investigación estudiando los efectos de cambiar la regulación de inyecciones a la red y valoración de auto consumo, por el efecto de esquema de Gross-Metering, al tratar a los sistemas de GD como pequeños generadores, es posible mejorar el esquema de remuneración sin mezclar los principios sociales del auto-consumo y ver el efecto económico de este cambio de reglas.

Además proseguir con la aplicación de GMM (Gaussian Mixture Model) en un código original como lo plantean en las referencias de [41] y [30], junto a replicar el trabajo que realizan estos autores con sus datos para comprender mejor la naturaleza de sus decisiones y sus resultados. Este trabajo no se realiza en la aplicación de este modelo y al intentar desarrollarlo los resultados no dieron sentido al iterarlos sobre el modelo de minimización de costos.

Con respecto al modelo, es perfectible y complejizable, es posible añadir nuevas restricciones, variar los límites del almacenamiento y escoger equipos más baratos de los escogidos en este trabajo, tomar en cuenta para futuros modelos de despacho o similares. Además en la referencia de [15] muestran un despacho bi-nivel, haciendo el *sizing* de las instalaciones. Sería interesante también optimizar la inversión que se debe realizar para minimizar todos los costos, operaciones como de capital, además incluir en los estudios iteraciones posteriores a largo plazo que incluyan el efecto de respuesta a la demanda, para hacer un estudio más preciso social y económicamente.

Se propone también como trabajo futuro incluir la masividad de la generación distribuida con una micro red, o un sector o pequeña comuna y observar el efecto económico de un diseño de tarifa costo-reflectiva tiene sobre el consumo de proyectos de GD dispares en tamaño, operación, posibilidades, ubicación, existen bastantes variables como se pueda buscar.

Bibliografía

- [1] California public utilities commission | what are tou rates? <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=12194>.
- [2] Cotización: Inversor híbrido imeon 3.6kw. <https://nuevasenergias.es/inversores-de-red/328-inversor-hibrido-imeon-36kw.html>. Último acceso: 2019-07-10.
- [3] Curso: Tecnologías de almacenamiento y energía y factibilidad en chile - pontificia universidad católica de chile. <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/almacena/Baterias.html>. Accessed: 2019-06-10.
- [4] División energías renovables - comisión nacional de energía. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/11/PPTMinistro-seminario-Gx-Dx-25oct2016.pdf>. Accessed: 2019-04-20.
- [5] Efecto fotoeléctrico - khan academy. <https://es.khanacademy.org/science/physics/quantum-physics/photons/a/photoelectric-effect>. Accessed: 2019-06-09.
- [6] Fico xpress optimization help: Mosel language reference manual. https://www.fico.com/fico-xpress-optimization/docs/latest/mosel/mosel_lang/dhtml/moselrefintro.html. Accessed: 2019-06-09.
- [7] Hawaii's average residential electric load. https://www.renewableenergyworld.com/content/dam/rew/onlinearticles/2015/12/REW_HowHawaiiHasEmpowered.png. Último acceso: 2019-07-2.
- [8] k-means clustering - matlab kmeans. <https://www.mathworks.com/help/stats/kmeans.html>. Accessed: 2019-06-09.
- [9] La regulación del mercado eléctrico. <https://www.claseejecutiva.cl/la-regulacion-en-el-mercado-electrico/>. Último acceso: 2019-07-09.
- [10] Retiros por suministrador - coordinador eléctrico nacional. <https://www2.coordinador.cl/sistema-informacion-publica/portal-mercado/transferencias-economicas/retiros-por-suministrador/>. Accessed: 2019-05-20.
- [11] What is matlab? <https://www.mathworks.com/discovery/what-is-matlab.html>.

Accessed: 2019-06-09.

- [12] M.H. Albadi and E.F. El-Saadany. A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 78(11):1989 – 1996, 2008.
- [13] Yasirli Amri, Amanda Lailatul Fadhillah, Fatmawati , Novi Setiani, and Septia Rani. Analysis clustering of electricity usage profile using k-means algorithm. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 105:012020, 01 2016.
- [14] Yasirli Amri, Amanda Lailatul Fadhillah, Fatmawati , Novi Setiani, and Septia Rani. Analysis clustering of electricity usage profile using k-means algorithm. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 105:012020, 01 2016.
- [15] Camilo Maximiliano Avilés Arias. Evaluating household and community renewable micro grids in Chile: Energy Management and optimal sizing for different business models. Master’s thesis, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile, 2017.
- [16] J. C. Bonbright. *Principles of Public Utility Rates*. Comlumbia University Press, 1961.
- [17] R. K. Bonthu, H. Pham, R. P. Aguilera, and Q. P. Ha. Minimization of building energy cost by optimally managing pv and battery energy storage systems. In *2017 20th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, pages 1–6, Aug 2017.
- [18] G. Chicco, R. Napoli, and F. Piglione. Comparisons among clustering techniques for electricity customer classification. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2):933–940, May 2006.
- [19] G. Chicco, R. Napoli, P. Postolache, M. Scutariu, and C. Toader. Customer characterization options for improving the tariff offer. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(1):381–387, Feb 2003.
- [20] CNE. Informe técnico de fórmulas tarifarias para concesionarios del servicio público de distribución. Technical report, Comisión Nacional de Energía, 11 2016.
- [21] Ministerio de Energía. Memoria techos solares públicos. http://www.minenergia.cl/techossolares/wp-content/uploads/2017/02/memoriaPTSP_web_3.pdf, 2016.
- [22] Ministerio de Energía. Ley 20.571 regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. <http://bcn.cl/1uwk0>, 1 2017.
- [23] Equipo de Prensa de Revista ElectroIndustria. Las claves de la distribución del futuro. *Revista ElectroIndustria*, 2017.
- [24] Enel Distribución. Tarifas clientes regulados. <https://www.enel.cl/content/dam/enel-cl/personas/tarifas-yreglamentos/tarifas/tarifasvigentes/vigentes/Tarifas%20Suministros%20Clientes%20Regulados%20-%20Diciembre%202018.pdf>, month = 12, year = 2018,.

- [25] Enel Distribución. Memoria 2018. <https://www.enel.cl/content/dam/enel-cl/inversionistas/enel-distribucion-chile/reportes/memorias/2018/Memoria-Enel-Dx-2018.pdf>, 12 2018.
- [26] Sebastian Oliva H. Assessing the growth of residential pv exports with energy efficiency and the opportunity for local generation network credits. *Renewable Energy*, 121:451 – 459, 2018.
- [27] Karen Herter. Residential implementation of critical-peak pricing of electricity. *Energy Policy*, 35(4):2121 – 2130, 2007.
- [28] MIT Energy Initiative. *Utility of the Future*. MIT, 2016.
- [29] Ran Fu Kristen Ardani, Jeffrey J. Cook and Robert Margolis. Cost-Reduction Roadmap for Residential Solar Photovoltaics (PV), 2017–2030. Technical report, National Renewable Energy Laboratory., 01 2018.
- [30] Ran Li, Zhimin Wang, Chenghong Gu, Furong Li, and Hao Wu. A novel time-of-use tariff design based on gaussian mixture model. *Applied Energy*, 162:1530 – 1536, 2016.
- [31] Jian-Tang Liao, Yung-Sheng Chuang, Hong-Tzer Yang, and Men-Shen Tsai. Bess-sizing optimization for solar pv system integration in distribution grid. *IFAC-PapersOnLine*, 51(28):85 – 90, 2018. 10th IFAC Symposium on Control of Power and Energy Systems CPES 2018.
- [32] Arthur Mariaud, Salvador Acha, Ned Ekins-Daukes, Nilay Shah, and Christos N. Markides. Integrated optimisation of photovoltaic and battery storage systems for uk commercial buildings. *Applied Energy*, 199:466 – 478, 2017.
- [33] Eoghan McKenna and Murray Thomson. High-resolution stochastic integrated thermal–electrical domestic demand model. *Applied Energy*, 165:445 – 461, 2016.
- [34] Robert Passey, Navid Haghdadi, Anna Bruce, and Iain MacGill. Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges. *Energy Policy*, 109:642 – 649, 2017.
- [35] Zhengen Ren, George Grozev, and Andrew Higgins. Modelling impact of pv battery systems on energy consumption and bill savings of australian houses under alternative tariff structures. *Renewable Energy*, 89:317 – 330, 2016.
- [36] Daniel Revuz and Marc Yor. *Continuous martingales and Brownian motion*. Number 293 in Grundlehren der mathematischen Wissenschaften. Springer, Berlin [u.a.], 3. ed edition, 1999.
- [37] Maria Kopsakangas Savolainen and Rauli Svento. Real-time pricing in the nordic power markets. *Energy Economics*, 34(4):1131 – 1142, 2012.
- [38] Tesla. Tesla powerwall. https://www.tesla.com/es_ES/powerwall?redirect=no, 2019.

- [39] Joshua Thumim. Investigating the potential impacts of Time of Use (TOU) tariffs on domestic electricity customers. Technical report, Centre for Sustainable Energy, 03 2014.
- [40] Rodrigo Palma Behnke Walter Brokering Christie. *Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia*. Centro de Energía, Santiago, 1era edition, 2018.
- [41] Ke Wang, Mingming Zhang, Zhimin Wang, Ran Li, Furong Li, and Hao Wu. Time of use tariff design for domestic customers from flat rate by model-based clustering. *Energy Procedia*, 61:652 – 655, 2014. International Conference on Applied Energy, ICAE2014.
- [42] Z. Wang and F. Li. Critical peak pricing tariff design for mass consumers in great britain. In *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–6, July 2011.
- [43] Z. Wang and F. Li. Developing trend of domestic electricity tariffs in great britain. In *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, pages 1–5, Dec 2011.
- [44] L. Zhou and Y. Li. Modeling and optimal scheduling of residential controllable load with tou price. In *2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, pages 1–6, Dec 2014.

Capítulo 6

Anexo

6.1. Anexo A

Base de datos de retiro horario por suministrador efectuados entre el año 2017 y 2018, por disponibilidad a la fecha 15 de Mayo de 2019 cuya Fuente [10]. Lo expuesto en este anexo corresponde a la tabla resumida promedio horario del año para las subestaciones descritas a continuación:

1. BA S/E ALONSO DE CORDOVA 12KV BA1
2. BA S/E ALTAMIRANO 12.5KV BP1
3. BA S/E APOQUINDO 12KV BA1
4. BA S/E BATUCO 23KV BA1
5. BA S/E BICENTENARIO 13.2KV BP1
6. BA S/E BRASIL 12.5KV BP1
7. BA S/E CALEU 12KV BP1
8. BA S/E CARRASCAL 12KV BP1
9. BA S/E CHACABUCO 23KV BA2
10. BA S/E CHACABUCO 23KV BP8
11. BA S/E CHICUREO 23KV BP1
12. BA S/E CLUB HIPICO 12KV BP1
13. BA S/E COLO COLO 15KV
14. BA S/E COPIAPO 13.8KV B1
15. BA S/E EJERCITO 15KV B1
16. BA S/E EL MANZANO (ENEL DISTRIBUCIÓN) 23KV BP1
17. BA S/E FLORIDA 12KV
18. BA S/E LA CISTERNA 12KV BP1
19. BA S/E LA DEHESA 12KV BA1
20. BA S/E LA DEHESA 23KV BA3

21. BA S/E LA PINTANA 12KV BP2
22. BA S/E LA REINA 12KV BA1
23. BA S/E LAMPA 220KV B1
24. BA S/E LAS ACACIAS 23KV BP1
25. BA S/E LIRQUEN 15KV BP1
26. BA S/E LO AGUIRRE 12KV BP1
27. BA S/E LO BOZA 12.5KV BP1
28. BA S/E LO BOZA 23KV BA3
29. BA S/E LO PRADO 12KV BP1
30. BA S/E LO VALLEDOR 12KV BP1
31. BA S/E LORD COCHRANE 12KV BP1
32. BA S/E LOS DOMINICOS 12KV BP1
33. BA S/E MACUL 12KV BA3
34. BA S/E MACUL 20.4KV BP6
35. BA S/E MAIPU 12KV BP1
36. BA S/E MANSO DE VELASCO 15KV
37. BA S/E OCHAGAVIA 12KV BP1
38. BA S/E PADRE LAS CASAS 15KV
39. BA S/E PAJARITOS 12.5KV BP1
40. BA S/E PAJARITOS 23KV BA3
41. BA S/E PANAMERICANA 12KV BP1
42. BA S/E PENCO 15KV
43. BA S/E PERALES 15KV C1
44. BA S/E POLPAICO 23KV BP1
45. BA S/E PUDAHUEL 12KV BP1
46. BA S/E PUENTE ALTO 12KV B1
47. BA S/E QUILICURA 12KV BA2
48. BA S/E QUILICURA 23KV BP1
49. BA S/E QUINTA DE TILCOCO 15KV
50. BA S/E RECOLETA 13.2KV BP1
51. BA S/E RUNGUE 23KV BP1
52. BA S/E SAN BERNARDO 12KV BA1
53. BA S/E SAN CRISTOBAL 12KV BP1
54. BA S/E SAN JOAQUIN (CHILECTRA) 12KV BP1
55. BA S/E SAN JOAQUIN (TRANSNET) 13.2KV C1
56. BA S/E SAN JOSE 12KV BP1
57. BA S/E SAN PABLO 23KV BP1
58. BA S/E SANTA ELENA 12KV BP1
59. BA S/E SANTA MARTA 12.5KV BA1

60. BA S/E SANTA MARTA 23KV BP3
61. BA S/E SANTA RAQUEL 12KV BP1
62. BA S/E TALCA 13.8KV
63. BA S/E TENO 13.2KV BP1
64. BA S/E VITACURA 12KV BA1
65. BA TAP ENTEL 12KV

Etiquetas de fila	BA S/E ALONSO	BA S/E ALTAN	BA S/E APOQI	BA S/E BATUC	BA S/E BICEN	BA S/E BRASII	BA S/E CALEU	BA S/E CARRA	BA S/E CHACA
1	1214601,894	1236825,935	1908904,514	1793745,836	264776,279	1111610,314	3982,322	533321,356	1123642,166
2	1138751,496	1108178,538	1739638,581	1669069,659	260515,984	1037578,425	3511,245	476812,885	1083170,909
3	1094112,163	1021196,713	1634241,786	1584638,894	266261,185	991456,517	3124,131	439921,484	1046518,206
4	1061588,275	973527,688	1573196,084	1543446,746	260635,618	968117,106	2982,186	418652,632	1032071,578
5	1037879,911	944068,272	1540328,218	1527266,663	262400,792	958236,741	2842,155	411658,873	1025894,828
6	1042694,803	950487,977	1538952,433	1537217,31	267139,273	956295,223	2825,363	407329,725	1015027,553
7	1129501,477	973356,586	1599861,302	1558659,111	277768,86	1013759,258	3002,106	416573,53	1022747,361
8	1362945,983	1015572,498	1780338,642	1589951,35	305646,873	1174766,279	3241,393	444697,889	1076849,104
9	1647756,467	1165181,653	2047912,205	1815379,747	379632,026	1394568,218	3653,49	528723,674	1236817,171
10	1871613,364	1296888,01	2295104,597	2005047,186	408350,033	1585195,106	4229,64	597707,035	1343553,509
11	2011910,103	1386458,46	2535877,077	2110552,729	416790,968	1722587,597	4437,375	641591,92	1402882,291
12	2091730,13	1458714,351	2689105,709	2181360,744	421984,925	1801974,202	4700,686	675663,356	1445496,102
13	2148622,151	1511026,755	2809380,979	2213510,583	410321,461	1861023,88	5042,15	694509,168	1456891,709
14	2182655,948	1529857,044	2892531,285	2199391,523	383271,229	1897863,717	5014,051	701429,341	1391226,528
15	2177484,03	1563916,156	2889115,692	2268791,53	406986,425	1912131,643	4870,358	720469,589	1414505,204
16	2171631,855	1582444,068	2859654,175	2280833,415	412246,675	1915209,766	4838,784	722544,93	1421338,76
17	2147921,937	1554661,458	2820704,624	2249866,313	399628,86	1892174,315	4847,835	710606,729	1439335,767
18	2088775,21	1483991,646	2762802,255	2132399,993	365639,862	1835487,259	4828,96	680432,409	1362014,862
19	1937388,396	1381249,698	2645536,169	2007588,473	316625,115	1717493,178	5031,981	623571,591	1258782,268
20	1728371,806	1328235,582	2502577,167	1940961,92	288045,124	1583913,044	5282,585	591636,455	1181602,197
21	1565169,132	1332478,93	2417019,876	1949868,295	272662,192	1473150,358	5122,235	584707,537	1153280,921
22	1559388,514	1474718,368	2547623,025	2089144,526	281041,403	1391654,683	5594,26	643066,014	1223278,129
23	1447285,953	1461871,091	2375430,767	2065514,567	272915,58	1295945,815	5270,63	639304,488	1214742,916
24	1336334,861	1369283,009	2137601,522	1956109,416	272867,829	1206229,341	4626,496	598126,229	1183630,288
Total general	39196115,86	31104190,49	54543438,68	46270316,53	7874154,571	34698421,99	102902,417	13903058,84	29555300,33

BA S/E CHACA	BA S/E CHICU	BA S/E CLUB F	BA S/E COLO	BA S/E COPIA	BA S/E EJERC	BA S/E EL MA	BA S/E FLOR	BA S/E LA CIS	BA S/E LA DE
711449,532	441687,501	1215612,592	20424,3	17651,58	779,725	132827,54	29697,566	1401067,296	570594,931
698039,994	405489,716	1102640,096	19192,5	18980,018	737,186	128669,149	24453,801	1211854,04	526209,656
688652,541	379824,873	1025279,843	18419,1	18715,173	726,605	120234,426	21371,266	1084142,35	496247,306
679079,758	352640,199	989241,143	18263,4	18503,43	721,863	118239,545	19589,346	1014365,618	482545,243
667731,739	335029,573	973938,53	18090,45	18428,044	717,86	119035,348	18605,67	990506,404	475685
669434,508	331749,284	980262,396	18145,2	18296,239	733,129	119223,197	16728,11	988357,127	476222,136
674812,101	330990,121	1055382,985	17707,5	17907,078	722,061	120923,076	20204,372	1019992,957	476987,079
723878,991	324095,268	1211167,589	20085,75	17576,234	725,651	117352,544	17584,418	1044748,53	478027,032
823982,173	353374,388	1428188,105	27032,7	18499,479	761,97	129133,981	18596,904	1191013,643	544905,394
900460,141	393590,015	1609793,844	35899,8	23333,187	815,16	136468,487	21870,036	1319324,42	618066,91
948852,772	433010,825	1746782,229	51252,9	28658,731	1044,746	140415,913	22666,984	1422205,04	705506,788
973475,601	468746,166	1831203,496	53925,75	27526,737	1097,29	141388,947	22708,483	1500384,589	770990,625
982530,116	494665,951	1904961,789	56147,55	35869,166	1178,503	141709,045	23668,576	1574635,864	820718,344
953094,966	505343,688	1935855,303	58250,85	35946,303	1241,692	141090,552	25380,009	1615276,319	843300,186
962873,289	510011,147	1955939,429	59170,8	36342,781	1250,444	146076,965	26423,002	1663107,431	843793,093
972454,405	515597,145	1957769,092	59248,35	36940,277	1355,415	148688,296	26535,184	1670659,998	840506,538
977735,789	509080,78	1920849,641	58288,35	37719,673	1440,696	148099,276	26422,803	1640912,659	819999,452
915277,715	487193,817	1842507,69	58693,05	38428,016	1482,264	144820,553	30939,738	1600267,547	793049,904
844724,161	475065,705	1687833,781	58313,1	35637,995	1353,595	138048,666	33367,268	1538756,175	755160,631
779017,973	451917,192	1568771,801	57072,9	30570,413	1268,393	135694,459	32339,506	1517954,269	714691,011
744137,051	441823,691	1515122,445	54901,95	30676,911	1153,746	140530,459	31932,987	1537375,884	693024,52
766504,046	524651,98	1552968,99	43644,3	27157,208	993,863	152367,772	40064,422	1733450,475	735406,234
765389,352	520998,208	1491974,719	28011,9	18797,507	884,936	151434,195	45145,111	1733552,574	681406,985
746972,718	482527,15	1361610,899	22534,2	15984,452	863,765	140035,574	39461,39	1605514,472	622258,03
19570561,43	10469104,38	35865658,43	932716,65	624146,632	24050,558	3252507,965	635756,952	33619425,68	15785303,03

BA S/E LA DE	BA S/E LA PIN	BA S/E LA REI	BA S/E LAMP	BA S/E LAS AC	BA S/E LIRQUI	BA S/E LO AGI	BA S/E LO BO	BA S/E LO BO	BA S/E LO PR
181227,384	23166	1929697,339	881698,379	108384,691	142130,598	136038,495	1324002,531	609839,567	12112,989
164498,442	23481	1686866,93	909731,61	105111,28	140002,615	127243,033	1300821,196	557857,783	11719,758
152987	23290,5	1521224,688	902398,441	100291,664	140193,27	123981,944	1266414,815	534422,997	11875,124
146954,837	23203,5	1421193,03	944099,486	98577,854	139521,848	122567,771	1265169,141	530447,805	11826,73
144327,929	23007	1372268,374	937420,414	100366,137	140382,806	121100,511	1263359,88	511115,288	11613,136
143352,769	22920	1362871,88	942078,31	101859,117	140065,473	117196,031	1264133,651	518873,917	11688,303
138936,037	21835,5	1413421,411	947112,564	100981,102	141028,634	114492,562	1230338,398	536760,791	11453,153
127226,238	21388,5	1472663,173	858759,142	102362,235	139934,377	114714,921	1283629,695	551281,058	11325,689
139195,741	22396,5	1631112,669	880082,238	116162,294	145519,839	135391,912	1471579,778	619109,995	12508,778
155359,801	23473,5	1800812,769	890460,546	142867,603	147785,414	158373,823	1576836,928	688861,451	13140,442
175639,877	23430	1990203,316	928015,607	170817,733	145297,519	167045,739	1634886,418	731278,398	13904,427
190470,025	23469	2136833,805	843118,673	186984,442	142871,192	173997,832	1685158,955	769489,055	14518,303
208236,186	24135	2260101,256	801134,473	192364,667	141942,11	174944,554	1689142,511	778609,801	14736,77
214657,837	24705	2363469,876	743786,924	195635,799	145725,735	173723,141	1642731,483	760915,156	14933,48
213928,709	24787,5	2395707,66	640094,087	198041,331	142967,133	180584,304	1643388,937	768202,114	15318,346
211536,614	25315,5	2377693,856	267326,522	200900,093	142489,075	182729,388	1673438,814	771211,075	14796,28
204584,653	25435,5	2345459,455	241889,3	202666,062	140126,624	180026,309	1650863,329	757417,992	13813,337
190748,093	25606,5	2301563,082	148787,425	199770,114	137304,304	167350,253	1565424,209	724992,635	13058,466
170942,171	25036,5	2247006,658	139012,655	197824,592	137787,47	147915,905	1459231,659	701613,833	12495,051
154801,944	24909	2225472,019	141422,433	192365,215	135313,394	139344,392	1413971,641	687709,406	12616,909
158378,978	24886,5	2255858,024	155572,265	173516,902	135909,251	137548,848	1397403,283	686498,486	11915,81
217395,202	24688,5	2516565,825	511170,633	151051,735	137569,784	152970,089	1406415,254	732474,026	12341,774
218939,61	24658,5	2433683,607	585352,139	121370,561	138694,973	152063,644	1376029,103	712189,812	12371,716
200421,305	24828	2206393,31	742235,83	115688,332	142765,019	146521,246	1375189,619	672405,218	12363,009
4224747,382	574053	47668144,01	15982760,1	3575961,555	3383328,457	3547866,647	34859561,23	15913577,66	308447,78

BA S/E LO VAI	BA S/E LORD	BA S/E LOS DC	BA S/E MACU	BA S/E MACU	BA S/E MAIPL	BA S/E MANSI	BA S/E OCHA	BA S/E PADRE	BA S/E PAJAR
1061080,416	633783,046	880067,688	1455131,855	16157,593	604675,802	15841,5	778571,653	121,167	1603449,392
960222,518	594362,283	810554,647	1266617,223	14907,333	572999,504	15344,7	683467,363	113,757	1395844,764
885742,605	568171,796	771787,597	1145515,91	14638,14	535400,79	15170,1	615559,719	109,078	1243230,623
842480,965	555959,072	747506,111	1074188,49	14523,886	528640,547	15134,1	590042,4	107,16	1150696,833
838339,073	556551,493	736612,269	1039628,64	15926,069	524503,114	14781,15	574204,61	104,688	1110358,643
844528,745	577080,728	733690,675	1028028,911	26427,859	522321,932	14347,2	573653,76	103,657	1099723,166
873569,19	645142,132	752152,813	1053817,306	64658,66	526672,394	14401,65	596520,035	99,991	1124266,792
913599,305	834792,055	788735,012	1077444,59	80714,714	567907,233	18927,6	640204,431	99,003	1100000,288
1076942,16	1064357,66	893131,028	1219269,196	86059,297	679842,564	25846,2	733038,48	118,641	1189064,771
1220582,603	1218222,343	992697,055	1421074,771	83745,144	781736,576	47702,1	808258,83	258,225	1288964,281
1314257,59	1284262,843	1084758,739	1604295,272	75180,585	875894,857	73904,4	858104,884	394,452	1425625,636
1377803,639	1324941,431	1149730,7	1725839,342	57344,468	916390,072	77406,75	895972,075	419,076	1534000,002
1404787,186	1358679,209	1200439,687	1821079,193	55985,57	913546,116	80601,15	926833,31	432,873	1625057,59
1425707,142	1382241,377	1228407,999	1910603,151	54649,428	944107,668	83097,45	953283,162	447,796	1712816,546
1467478,668	1394753,211	1225728,073	1948005,857	55270,354	965360,96	85359,75	968071,193	473,194	1758933,79
1465347,628	1400626,41	1211126,262	1947502,215	55794,639	968828,828	86492,1	960785,417	501,187	1750433,454
1429346,61	1371794,407	1194144,612	1927978,25	71950,528	945869,917	87217,2	944423,757	527,329	1728465,012
1341785,89	1301218,096	1155729,192	1902425,489	83777,099	885711,47	87658,5	914984,019	537,65	1712873,585
1251085,376	1162934,556	1079724,541	1856622,36	88935,437	806567,454	87255,6	876424,621	536,283	1691487,975
1203137,812	1016911,556	1014257,627	1829255,777	91866,581	762456,01	85860,45	850988,361	508,875	1702705,883
1198082,409	913940,249	988101,461	1833284,587	88242,424	737047,557	80145,3	853623,718	472,477	1758094,033
1285695,401	837959,183	1083167,128	1935770,808	82591,505	701287,524	43310,1	955610,122	279,154	1990569,984
1248883,2	757372,645	1048989,84	1829800,818	71652,141	659086,007	21956,7	943605,205	147,395	1975963,301
1179521,765	688948,204	970530,452	1660733,51	46903,797	643575,568	17034,6	874720,416	132,531	1828161,4
28110007,9	23445005,99	23741771,21	37513913,52	1397903,251	17570430,46	1194796,35	19370951,54	7045,639	36500787,74

BA S/E PAJAR	BA S/E PANAI	BA S/E PENCO	BA S/E PERAL	BA S/E POLPA	BA S/E PUDA	BA S/E PUENT	BA S/E QUILIC	BA S/E QUILIC	BA S/E QUINT
318487,582	78645,797	11614,11	20874,815	149394,348	688499,522	33572,61	904500,817	356199,964	22889,25
286252,236	78915,796	10956,883	20056,196	144326,382	578582,53	33071,71	814988,746	330320,87	22654,2
265421,129	74530,766	9018,482	19652,237	140779,407	506076,981	32438,42	738002,902	313253,32	22399,65
255222,778	75953,493	9192,877	19479,604	138393,314	462472,211	31988,41	692409,551	303431,359	22006,5
249947,876	77308,812	9000,628	19473,256	137931,017	439330,56	31923,95	669942,11	306695,399	21974,475
249728,407	75844,325	8317,494	19239,165	137407,735	436834,36	29289,14	656449,833	306132,145	21850,125
254185,046	69696,443	8337,563	17983,029	140726,893	455491,401	33091,66	666952,954	310036,098	21773,925
263813,868	73202,52	12433,163	19726,585	144952,257	450697,367	50085,71	667410,703	309362,796	20959,05
306853,515	87183,071	13293,208	29089,622	159500,132	481376,064	70861,55	806967,405	325886,959	22730,925
351706,803	92547,209	14513,96	45887,438	173163,373	532860,406	108288,14	928530,201	331742,338	24440,925
397433,15	94918,878	13758,376	68962,971	179620,897	585933,03	118952,16	1052049,403	347138,8	24074,775
420761,024	94876,778	14845,837	83379,086	181686,594	629187,132	128940,79	1129556,773	361388,064	24493,05
433713,015	91808,705	15109,502	86276,398	180736,312	666202,205	132871,68	1183013,757	374199,267	26028,675
433566,747	93531,628	15606,476	88750,814	177279,488	701724,282	135645,23	1191429,432	375304,907	25624,125
451028,871	92105,426	14838,52	90232,082	181144,305	721465,945	137555,17	1206839,698	380502,354	26698,2
457921,454	89048,678	14595,075	91140,075	181970,323	722097,429	137671,1	1209953,591	381190,047	27620,475
450441,906	89597,835	12759,25	90988,355	180312,411	714709,781	136650,12	1212510,977	380707,075	27750,15
436614,172	86628,744	12148,062	90641,123	171805,387	708109,799	134628,12	1177790,768	371622,019	28023,825
401859,247	80231,654	10485,895	89417,804	164561,85	705287,212	131192,15	1111711,315	367115,258	26381,925
391442,121	76894,59	9147,098	87455,163	160099,561	718425,599	126005,19	1064071,466	371378,487	24725,925
397421,787	76250,043	10008,711	83675,692	158935,473	744641,671	92540,92	1064289,788	382153,986	23550,75
416039,523	71659,397	9286,705	50775,207	161889,088	847893,552	54154,7	1126897,808	413588,031	24113,325
388863,349	74951,652	9787,087	30006,528	160040,919	856984,041	39202,26	1080192,735	412741,307	24480,225
354619,828	81461,79	11900,102	23191,877	155692,316	794505,322	35321,52	997635,371	390310,241	24353,625
8633345,434	1977794,03	280955,064	1286355,122	3862349,782	15149388,4	1995942,41	23354098,1	8502401,091	581598,075

BA S/E RECOL	BA S/E RUNGI	BA S/E SAN B	BA S/E SAN C	BA S/E SAN JC	BA S/E SAN JC	BA S/E SAN JC	BA S/E SAN P	BA S/E SANTA	BA S/E SANTA
1400106,273	59820,785	0	1639243,572	1609825,709	21569,533	1562840,065	1309050,13	1554606,197	1203883,857
1245372,095	54423,904	0	1534599,608	1470211,465	20083,647	1339232,034	1263966,151	1405827,592	1078412,709
1134428,743	50514,046	0	1460415,905	1370976,204	19359,629	1192460,697	1218655,376	1303156,282	998685,746
1073088,188	47987,866	0	1421017,062	1315370,166	18946,271	1104420,338	1183578,982	1248585,914	952806,284
1037123,625	46892,7935	0	1398427,461	1288132,284	18559,688	1059900,422	1165906,324	1230055,271	934156,642
1040033,695	46684,982	0	1394622,119	1286219,077	18310,916	1055305,883	1151786,166	1229045,031	929481,916
1083664,149	46747,80017	0	1479608,761	1316788,258	18074,255	1087606,465	1141957,423	1283549,543	930333,673
1151801,313	43729,04664	0	1750380,996	1407714,361	18508,813	1109879,197	1141977,363	1415540,777	922343,922
1333726,59	52513,51923	0	2146562,375	1683292,54	21065,209	1243482,041	1220011,58	1644293,009	1015212,582
1491759,213	65654,02732	0	2462963,686	1891386,631	30039,046	1384825,564	1288729,654	1843560,233	1102756,257
1601433,806	69969,78138	0	2674025,678	2016386,292	49592,823	1495333,528	1339394,043	1983460,968	1171576,71
1689773,156	73133,37344	0	2803506,809	2104006,071	54587,487	1581876,77	1385033,156	2087950,027	1228277,873
1771495,522	72830,47423	0	2894368,501	2157439,849	57025,571	1663506,135	1422781,047	2172588,608	1258856,85
1772297	70639,95352	0	2867119,459	2190012,75	58720,782	1719642,089	1448345,323	2221466,004	1287473,028
1796956,894	73855,80636	0	2866625,014	2245798,127	59729,375	1773915,815	1465134,337	2249030,039	1321146,649
1804398,628	74264,43647	0	2887910,444	2263999,72	60202,848	1773363,621	1480584,889	2254772,723	1319359,964
1842354,531	72224,6889	0	2957548,718	2219488,394	59905,433	1749189,138	1492389,659	2219219,232	1306173,042
1792605,768	66168,81736	0	2855184,098	2118266,749	59881,092	1705154,237	1481223,471	2117916,713	1268917,174
1678679,049	59319,68108	0	2634787,426	1927403,754	58513,588	1652762,592	1429950,042	1950675,246	1235700,227
1578741,215	57717,82231	0	2386216,938	1785690,9	57357,391	1648287,828	1382788,738	1842117,604	1224895,744
1547099,616	57176,87926	0	2156236,029	1761907,001	55249,656	1699857,267	1367522,837	1821299,713	1261435,399
1689646,361	68301,66433	0	2065505,373	1914514,271	40379,669	1938663,157	1399333,23	1968723,444	1409118,328
1678978,792	69594,371	0	1921821,355	1887420,206	28644,766	1931954,44	1389009,13	1907023,729	1423862,403
1570453,214	65333,1825	0	1778833,328	1775752,625	24234,642	1787547,217	1365958,098	1744508,017	1340427,315
35806017,44	1465499,702	0	52437530,72	43008003,4	928542,13	36261006,54	31935067,15	42698971,92	28125294,29

BA S/E SANTA	BA S/E SANTA	BA S/E TALCA	BA S/E TENO	BA S/E VITACI	BA TAP ENTEL	Total general
153416,688	1344043,191	3466,8	6019,878	1807556,544	1016,580671	42391525,88
145177,172	1122085,155	3471,3	5805,847	1690113,93	1008,437446	38695178,21
136539,712	983204,2	3453,9	5743,406	1620684,925	995,9851164	36128339,41
121906,577	902600,25	3440,25	5795,624	1586792,301	984,5681865	34748119,76
116624,264	859105,316	3445,35	5678,436	1584043,793	975,4046374	34076871,45
108803,467	847927,355	3439,05	5464,125	1619421,019	963,6273283	34060668,23
96974,923	864613,223	3399,75	5832,373	1748188,237	957,6097449	35125091,49
85007,14	833870,776	3141,9	6595,498	2190779,446	982,7069949	37509858,55
80004,729	920550,548	4397,7	7470,562	2728047,676	1080,095518	43301296,34
83095,978	1031367,467	7134,45	8423,063	3136066,974	1150,030123	48361117,75
95285,014	1132056,385	7354,2	8445,657	3373347,437	1170,802854	52212359,31
109438,342	1212299,285	7086,6	8324,719	3498709,968	1143,721922	54703199,21
123127,857	1287611,83	7037,1	8067,937	3589587,179	1195,603222	56496682,53
133085,55	1355721,719	7029,6	8213,343	3645556,629	1206,683003	57298659,73
139998,231	1400569,908	7639,35	8752,967	3658727,082	1143,382094	58027147,73
141783,338	1399812,344	7737,45	9102,094	3681295,819	1151,355504	57788320,41
138494,251	1380158,854	7898,85	8715,653	3659840,152	1177,480333	57235503,08
140023,165	1352731,918	7185,45	7809,753	3567010,069	1237,041209	55249666,36
143331,438	1334073,727	5590,5	6891,841	3289055,625	1227,358677	52098175,05
147025,923	1325571,925	3988,8	7167,089	2856297,94	1071,232482	49460381,37
154621,399	1386769,902	3588,6	6484,126	2536208,269	1043,142138	48382630,34
178221,516	1658112,437	3660,9	6078,372	2387593,646	1038,482581	51476790,13
178012,754	1687177,118	3667,65	5987,624	2175649,248	1040,762859	49915782,66
165340,219	1553981,035	3663	6122,718	1985185,249	1026,383994	46689003,01
3115339,647	29176015,87	121918,5	168992,705	63615759,16	25988,47864	1131432368

6.2. Anexo B

El anexo B corresponde a la base de datos de los costos marginales de la barra Quillota 220 y los Costos Medioambientales en su totalidad, la matriz de 24×365 que por disponibilidad de espacio se encuentra en la nube en el siguiente link: <https://1drv.ms/x/s!AnlYCUJYib2MjW7D7JfEM7lysjzY>

6.3. Anexo C

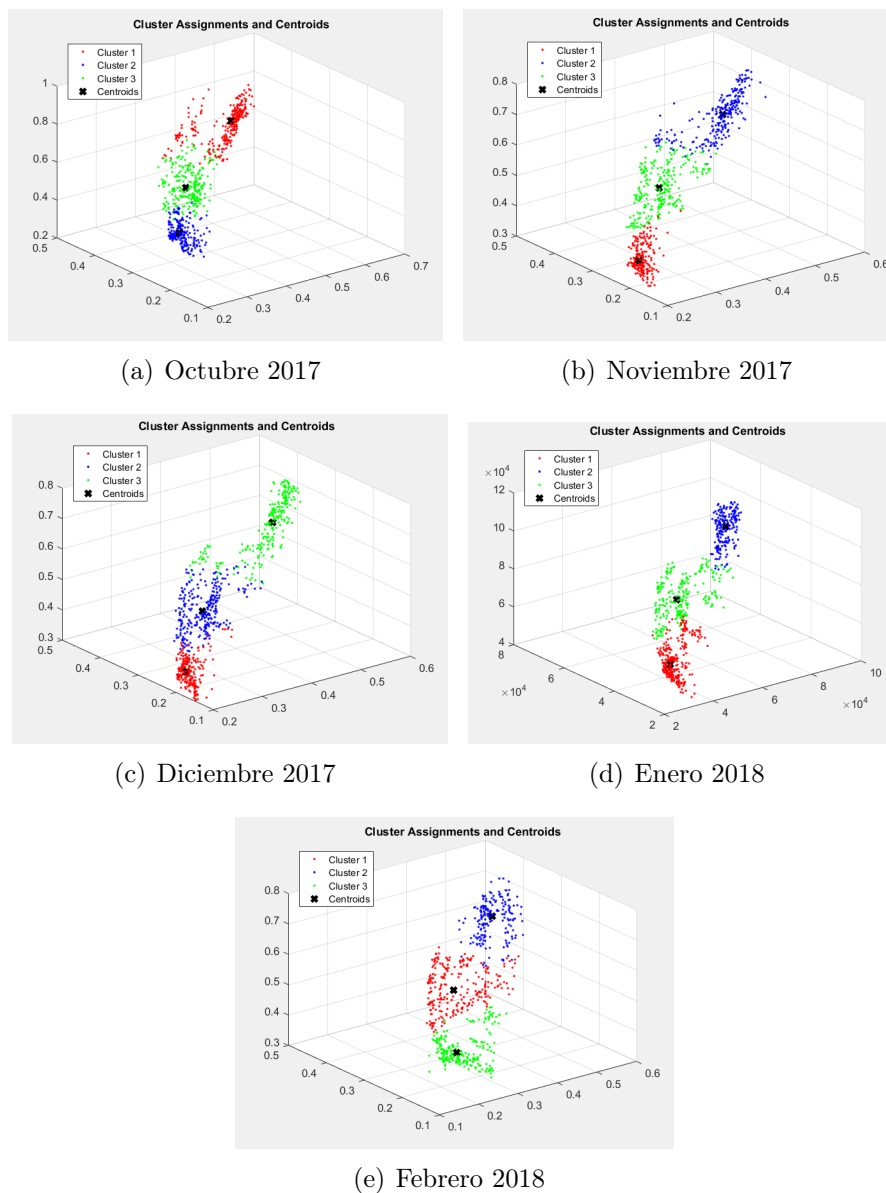
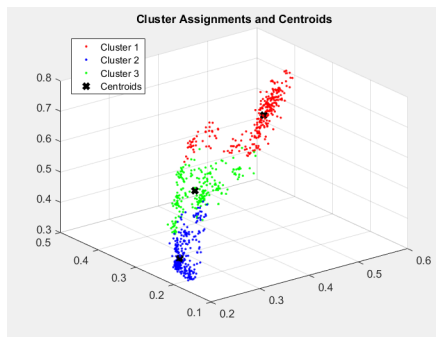
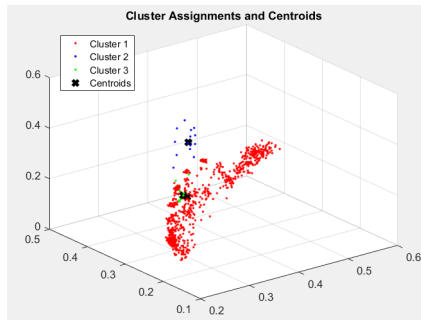


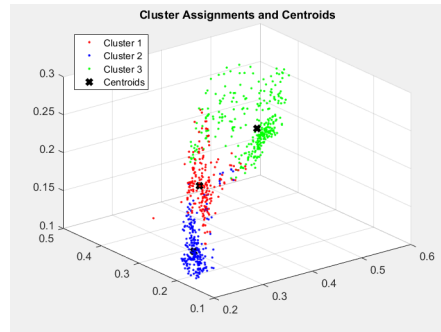
Figura 6.1: Proceso de Clusterización, ejemplo de resultados. Elaboración propia



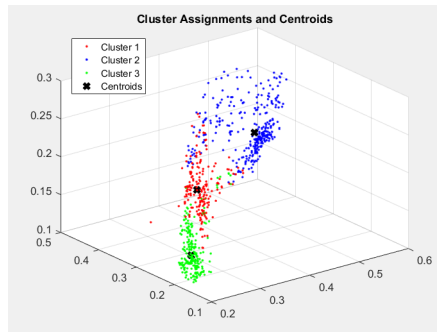
(a) Marzo 2018



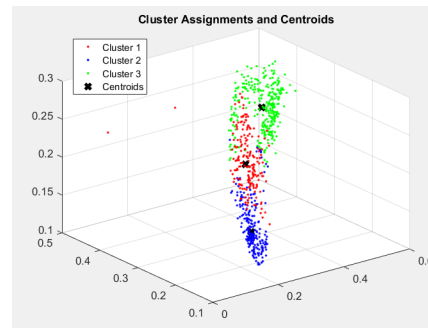
(b) Abril 2018



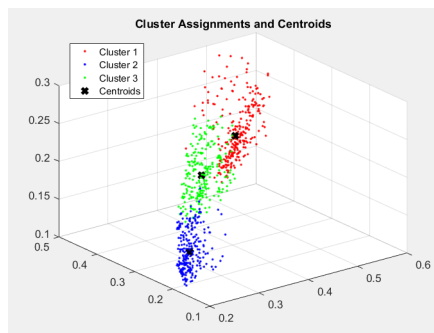
(c) Mayo 2018



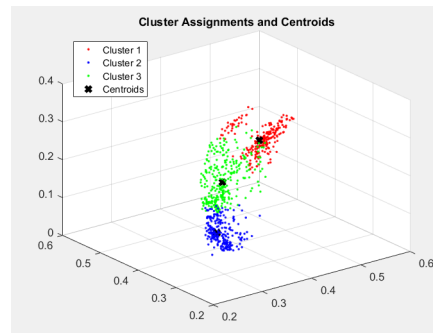
(d) Junio 2018



(e) Julio 2018



(f) Agosto 2018



(g) Septiembre 2018

Figura 6.2: Proceso de Clusterización, ejemplo de resultados. Elaboración propia

6.4. Anexo D

7.1 Bonbright's Ten Commandments

- Effectiveness in yielding total revenue requirements under the fair-return standard
- Revenue stability and predictability
- Stability and predictability of the rates themselves
- Static efficiency, i.e., discouraging wasteful use of electricity in the aggregate as well as by time of use
- Reflect all present and future private and social costs in the provision of electricity (i.e., the internalization of all externalities)
- Fairness in the allocation of costs among customers so that equals are treated equally
- Avoidance of undue discrimination in rate relationships so as to be, if possible, compensatory (free of subsidies)
- Dynamic efficiency in promoting innovation and responding to changing demand supply patterns
- Simplicity, certainty, convenience of payment, economy in collection, understandability, public acceptability, and feasibility of application
- Freedom from controversies as to proper interpretation