PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

PARTICIPACIÓN DE UN AGREGADOR DE RESPUESTA DE DEMANDA EN MERCADOS ELÉCTRICOS: MANEJO ÓPTIMO DE CONTRATOS

RODRIGO MARTÍ HENRÍQUEZ AUBA

Tesis para optar al grado de
Magíster en Ciencias de Ingeniería

Profesores Supervisores:
DANIEL OLIVARES QUERO
MATÍAS NEGRETE PINCETIC

Santiago de Chile, Octubre 2016

© MMXVI, RODRIGO HENRÍQUEZ

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

PARTICIPACIÓN DE UN AGREGADOR DE RESPUESTA DE DEMANDA EN MERCADOS ELÉCTRICOS: MANEJO ÓPTIMO DE CONTRATOS

RODRIGO MARTÍ HENRÍQUEZ AUBA

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:
DANIEL OLIVARES QUERO
MATÍAS NEGRETE PINCETIC
ÁLVARO LORCA GÁLVEZ
LUIS VARGAS DÍAZ
DIEGO LÓPEZ-GARCÍA GONZÁLEZ

Para completar las exigencias del grado de
Magíster en Ciencias de Ingeniería

Santiago de Chile, Octubre 2016

© MMXVI, RODRIGO HENRÍQUEZ

Science is much more than a body of knowledge.
It is a way of thinking.
CARL SAGAN

AGRADECIMIENTOS

Deseo agradecer en mi primer lugar a mis profesores guías, Daniel Olivares y Matías Negrete, por darme la oportunidad de investigar y adentrarme en este maravilloso mundo. Agradezco su guía, apoyo y fundamentalmente su amistad en este proceso. Quiero agradecer haberme dado la oportunidad de viajar a conferencias, conociendo a aquellos que uno tanto estudia y lee. Agradecer también la inmensa oportunidad que me dieron para conocer e investigar en Toronto.

Agradezco a mi familia, mi Padre, mi Madre y mi Hermano, por su inmenso cariño, por siempre apoyarme en todo y por darme la oportunidad de estudiar en la universidad. Se a la perfección que sin el apoyo de ellos no podría siquiera haber empezado a estudiar.

Mis amigos fueron una parte esencial de mi estancia en la universidad. Agradecer a todo el grupo de investigación, en especial a George Wenzel por sus consejos y apañarme en todo, en especial en la General Meeting de Denver y a Florian Salah por su ayuda en la investigación. Saludos especiales a Alan Valenzuela y Pablo Gallegos por el tiempo que pasamos leyendo para SWITCH.

Agradecer a los muchachos de PECLAB, a Santiago Aldunate, Walter Naranjo, la Dani Muñoz y Andrés Yenes por todos los buenos momentos. Agradezco a Cristián Garcés por la increíble amistad formada. Y como no agradecer a Eduardo Cea, por todas esas veces que estuvimos en el LabMaq haciendo el laboratorio, y a los profesores Javier Pereda y Juan Dixon por su amistad y apoyo.

Agradezco sin duda a la rama IEEE-PUC por ser el espacio de comunidad que necesita este departamento. A todos los muchachos vieja escuela, Wladimir Araya, Nacho Passalacqua, Diego Gómez, Guillermo Montecinos, Sergio Aguilera, Nicolás Morales, Felipe Bastidas, Carlos Bustos, Isabella Solari, Pablo Fernández y en particular a Francisco Retamales, por su apoyo en Diseño Eléctrico. A todos los que vinieron a renovar la rama,

Rodolfo, Marie, Paula, Clau, Kike, Marmo, Falso, Elfo, Simón, Guali y a todos si es que se me escapa alguno, gracias por los buenos momentos y espero que la rama siga existiendo mucho mas años.

Agradecimientos a Arturo “Link” Jara y Rodrigo Dedes, por estar presentes tantos años y espero que la amistad perdure muchos más.

Estoy muy agradecido de la Comisión Nacional de Investigación Científica y Tecnológica (CONICYT) quien me apoyó con una beca de magister, al proyecto FONDECYT N° 11140621 por financiar la investigación y al Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) por financiar mi investigación en Canadá, donde agradezco al profesor Josh Taylor por recibirme.

Una mención especial por supuesto para la Gaby, por estar siempre ahí, incondicionalmente, en todos estos años de vida y universidad en las buenas y en especial en las malas. Agradecer a ella, mis profesores, mi familia y a todos mis amigos por hacer de esta experiencia en esta universidad los años más felices de mi vida, y que muy probablemente no se repetirán.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS IV

LISTA DE FIGURAS IX

LISTA DE TABLAS XI

RESUMEN XII

ABSTRACT XIII

1. INTRODUCCIÓN 1

1.1. Respuesta de Demanda (DR) . . . 3

1.2. Agregadores . . . 4

1.2.1. ¿Por qué agregadores? . . . 5

1.2.2. Agregadores hoy en día . . . 7

1.3. Estado del Arte . . . 8

1.4. Contribuciones principales . . . 10

1.5. Organización del documento . . . 10

2. CARACTERIZACIÓN DEL AGREGADOR Y EL MERCADO ELÉCTRICO 12

2.1. Características del Agregador de DR propuesto . . . 12

2.2. Características del mercado eléctrico . . . 13

2.2.1. Característica de los contratos de DR . . . 14

3. MODELAMIENTO MATEMÁTICO DEL AGREGADOR DE RESPUESTA DE DEMANDA 17

3.1. Nomenclatura . . . 17

3.1.1. Abreviaciones e índices . . . 17

3.1.2. Conjuntos . . . 17

3.1.3. Parámetros . . . 18

3.1.4. Variables 18
3.2. Problema de optimización bi-nivel 19
3.2.1. Problema inferior 19
3.2.2. Problema superior 21
3.2.3. Restricciones de los contratos 22
3.2.4. Transformación a un problema lineal entero mixto 24
3.2.5. Modelo completo 27

4. CASOS DE ESTUDIO: RESULTADOS Y DISCUSIÓN 29
4.1. Datos de entrada 29
4.2. Construcción de escenarios 30
4.2.1. Dynamic Time Warping 31
4.2.2. Hierarchical Clustering 32
4.2.3. Escenarios de los casos de estudio 33
4.3. Caso de Estudio 1: Entidad puramente financiera 34
4.4. Caso de Estudio 2: Caso Base 35
4.4.1. Uso de los contratos de día-anterior 36
4.4.2. Uso de los contratos de balance 36
4.4.3. Valor de anunciar la ejecución de contratos en el corto plazo o con anticipación 37
4.5. Caso de Estudio 3: Contrato de Energía 39
4.5.1. Comparación con el caso base 39
4.5.2. Valor incremental de los recursos de DDL y LC 40
4.5.3. Resumen de Resultados 43
4.5.4. Aspectos computacionales 43

5. CONCLUSIONES 45

6. TRABAJO FUTURO 47

BIBLIOGRAFÍA 49

ANEXOS **53**

A. CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS **54**

A.1. Dynamic Time Warping 54

A.2. Detalle de los clusters 57

LISTA DE FIGURAS

1.1. Clasificación general de acuerdo a como es promovido el DR (Albadi y El-Saadany, 2007). 4

1.2. Esquema de comunicación del agregador con el nivel inferior y superior. . . . 5

1.3. Presencia y operación de recursos distribuidos en la red eléctrica. 6

2.1. Estructura e interacción del agregador de DR con el ISO y sus consumidores. 13

2.2. Ejemplo de uso de los contratos de DR para obtener un perfil de demanda más plano. 15

2.3. Ejemplos de posibles despachos factibles para una carga de duración diferenciada. 16

4.1. Perfil de costos de generadores en el mercado de tiempo real de acuerdo al desbalance y el precio del día anterior. 30

4.2. Dendrograma realizado para el caso de 365 días de desbalance. 32

4.3. Escenario de precios del día anterior utilizado para el caso base. 33

4.4. Escenarios de desbalances utilizados para el caso base. 34

4.5. Despacho promedio para los contratos LC-B y DDL-B. 37

4.6. Ingresos totales para el agregador al incrementar el recurso de DR. 41

4.7. Valor del recurso de DR sobre la tarifa base. 42

A.1. Matriz de costos entre 2 secuencias, donde se muestra en blanco el *optimal warping path* obtenido por el algoritmo. Figura obtenida y modificada de (Müller, 2007). 55

A.2. (a) La condición de borde no se satisface. (b) La condición de monotonicidad es violada. (c) La condición de continuidad es violada. Figura obtenida y modificada de (Müller, 2007). 56

A.3. Clusters realizados para el desbalance de energía entre el mercado de día anterior y el de tiempo real. 57

LISTA DE TABLAS

4.1. Datos de los contratos LC y DDL 36

4.2. Resultados principales para los diferentes casos de estudio. 43

RESUMEN

La respuesta de demanda (DR) es una forma versátil para proveer flexibilidad a los sistemas eléctricos de potencia. Para poder manejar la flexibilidad asociada a la gran cantidad de recursos de DR distribuidos, en el contexto de los mercados eléctricos, estos deben ser agregados por un nuevo participante denominado agregador de respuesta de demanda. En este trabajo se presenta un modelo de optimización para determinar la operación óptima de un agregador de DR que maneja un portafolio de programas de DR que le permiten participar en los mercados mayoristas de electricidad. El agregador es considerado como un participante estratégico en el mercado de tiempo real. El portafolio de recursos de DR esta compuesto por varios contratos de desprendimiento de carga y cargas flexibles que pueden ser ejecutadas para modificar la demanda agregada hora a hora. La incertidumbre de los precios de mercado y los requerimientos de balance son representados a través de un conjunto de escenarios basados en datos históricos. El modelo propuesto es un programa matemático binivel estocástico, que puede ser reformulado como un programa lineal-entero mixto (MILP). Diversos casos de estudios con resultados numéricos son presentados.

Palabras claves: Respuesta de Demanda, Agregador, Mercados Eléctricos, Contratos, Optimización Estocástica, Flexibilidad en Sistemas de Potencia.

ABSTRACT

Demand response (DR) is a versatile way of providing flexibility in power systems. In order to manage the flexibility of a large number of scattered DR resources, in the context of electricity markets, they must be aggregated by a new participant called the DR aggregator. This work presents an optimization model to determine the optimal operation of a DR aggregator that manages a portfolio of DR programs in wholesale electricity markets. The aggregator is considered to be a strategic participant in the real-time market. The portfolio is composed of various contracts of load curtailment and flexible loads that can be executed for hourly load change. Uncertainty of market prices and balancing requirements are represented through a set of scenarios based on historical data. The proposed model is a stochastic bi-level mathematical program that is reformulated as a mixed-integer linear program (MILP). Several study cases with numerical results are presented.

Keywords: Demand Response, Aggregator, Energy Markets, Contracts, Stochastic Optimization, Power System Flexibility.

1. INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se caracterizan por tener una operación unidireccional, en donde la generación de energía ocurre alejada de las zonas de consumo, típicamente en las cercanías de recursos fósiles o hídricos, y grandes líneas de transmisión llevan la electricidad a las zonas de gran consumo. Este paradigma está cambiando debido a una nueva forma de entender los SEP denominada *Smart Grid*, donde se busca utilizar las nuevas tecnologías emergentes en todos los aspectos de la generación, transmisión y distribución con la finalidad de proveer un mejor monitoreo y control de tal forma de lograr un uso más eficiente de todo el sistema en su conjunto (*Smart Grid – Roadmap and Architecture*, 2010). El *Smart Grid* permite coordinar las necesidades de todos los participantes para operar el sistema en la forma más eficiente posible, minimizando los costos e impactos ambientales mejorando la confiabilidad y estabilidad (*Technology Roadmap: Smart Grids*, 2011). La nueva red considera una mayor presencia de recursos de generación renovables conocidos por ser volátiles e intermitentes, además de la presencia de nuevos recursos distribuidos como techos solares, vehículos eléctricos o baterías en cada casa, que terminarían cambiando el paradigma unidireccional y podrían impactar negativamente la confiabilidad y costos del sistema si estos nuevos elementos no son utilizados de forma adecuada (Perez-Arriaga et al., 2012). La inclusión de generación intermitente ha tenido principalmente las siguientes consecuencias (Papaefthymiou et al., 2014):

- Aumenta la incertidumbre en el suministro, aumentando la necesidad de reservas para mantener el equilibrio entre generación y demanda.
- Desplazar parte de la generación convencional, reduciendo la disponibilidad de recursos flexibles. Esto es consistente con el uso de recursos de menor costo marginal, como lo es la generación renovable.

En este aspecto el desarrollo de nuevas técnicas de operación y control es esencial para que el uso de las nuevas tecnologías sea efectiva. El término flexibilidad en los SEP es

utilizado para evaluar la capacidad de un sistema de hacerse cargo a los nuevos desafíos operacionales que se producen debido a la mayor inclusión de recursos volátiles. Si bien no hay consenso para una definición exacta del término, diversos autores definen la flexibilidad como la habilidad de un SEP de mantener un servicio continuo en presencia de variaciones e incertidumbre tanto de suministro como demanda, manteniendo el desempeño y estabilidad de una forma costo-efectiva (Papaefthymiou et al., 2014; Holttinen et al., 2013; Kirschen et al., 2012). Para ello un sistema dispone de ciertos recursos que le permiten enfrentar estas variaciones, entre los cuales se destacan (*The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*, 2014):

- *Mejorar la infraestructura de la red:* Promover interconexiones de sistemas, conectar áreas lejanas con recursos renovables para disminuir la incertidumbre agregada y la instalación de FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) pueden contribuir a aumentar la flexibilidad de un SEP.
- *Generación despachable:* Construcción de nuevas centrales y mejorar las unidades de generación existentes despachables, con menor tiempo de encendido y apagado y mayor capacidad de rampa, son opciones útiles para aumentar la flexibilidad del sistema.
- *Almacenamiento de energía:* Uso de sistemas de almacenamiento, como baterías electroquímicas o sistemas hidráulicos, para aumentar o disminuir la generación o demanda del sistema según sea el requerimiento.
- *Manejo de la demanda:* Modificación del consumo eléctrico de consumidores finales según sea requerido.

Este trabajo se enfoca en el último recurso, específicamente en Respuesta de Demanda provista por un agregador, términos que serán definidos en las siguientes secciones.

1.1. Respuesta de Demanda (DR)

Una de las nuevas características del *Smart Grid* es el nuevo rol de los consumidores, pasando de ser agentes altamente inelásticos a participantes más activos en la operación misma del sistema, incrementando la confiabilidad al apoyar el balance de potencia. Para lograr que esta participación de los usuarios ocurra en la práctica diversos desafíos tecnológicos, operacionales y económicos deben superarse. Uno de estos aspectos es la nueva infraestructura requerida como los sistemas de control y comunicación capaces de recolectar información local y enviarla a una *Utility* u otra entidad para que pueda analizarla y tomar decisiones en caso de ser necesario. Otro aspecto fundamental es lograr incentivar la participación de los consumidores a través de diversos mecanismos.

En términos sencillos la Respuesta de Demanda (DR, por *Demand Response*) puede definirse como los cambios en el consumo eléctrico de un usuario final respecto a su consumo normal en respuesta a diversas señales (directas o indirectas), como pueden ser los precios de la electricidad en el tiempo, contratos pre-establecidos u otros incentivos (Albadi y El-Saadany, 2007). Si bien en un comienzo el DR estaba pensado para reducir eventos de *peaks* críticos en el sistema desconectando cargas, hoy en día el concepto es más amplio e incluye una variedad de aplicaciones y servicios como aplanar curvas de demanda, regulación de frecuencia, seguimiento de carga, entre otros (Darby, 2012; Ma et al., 2013). Además de los diversos servicios que puede brindar el DR, la forma de promoverlo es variada. En la Figura 1.1 se presenta una clasificación general de que técnicas son posibles de utilizar para promover el DR.

En este trabajo se considera el uso de *Direct Load Control* (DLC) e *Interruptible / Curtailable Programs* en donde una entidad, en este caso un agregador, puede modificar el consumo de usuarios finales a través de diversos contratos pre-establecidos.

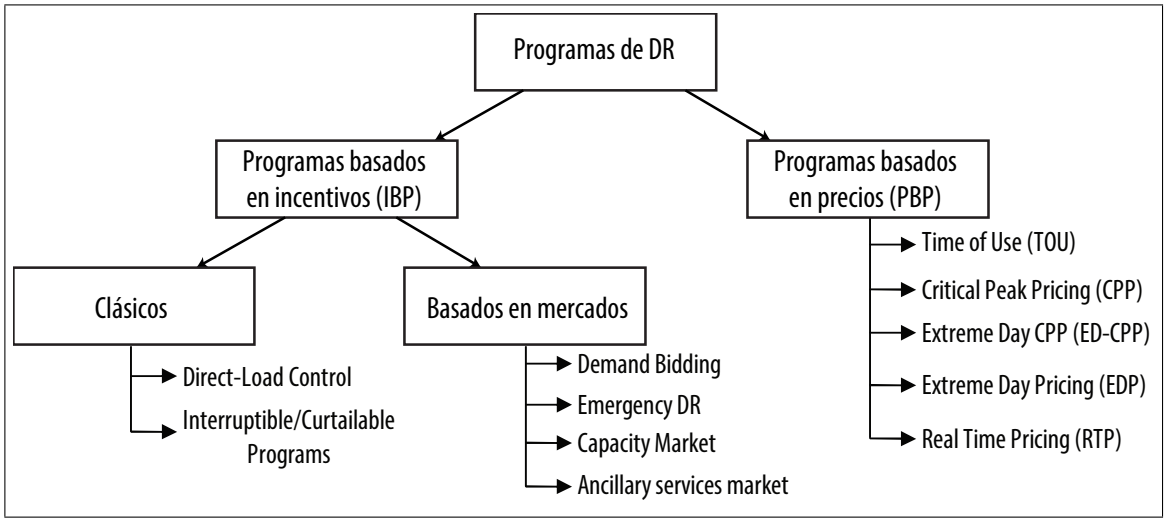

Figura 1.1. Clasificación general de acuerdo a como es promovido el DR (Albadi y El-Saadany, 2007).

1.2. Agregadores

El diseño de sistemas de DR eficientes donde los consumidores son de baja potencia, como los sectores residencial, comercial y algunos industriales, presenta mayores desafíos que en el caso de grandes consumidores, esto debido al alto número de usuarios y el poco impacto que tiene cada uno de ellos (por si mismo) en la operación y en el mercado. En este sentido un "Agregador" es un agente independiente que combina dos o más usuarios en una sola unidad para que sea posible negociar la compra de electricidad y principalmente realizar esquemas de DR efectivos desde el punto de vista del operador del sistema eléctrico (ISO, por *Independent System Operator*). De esta forma, por ejemplo para implementar DR residencial, puede ser necesario introducirlo como un nuevo agente de mercado, y así modificar la operación tradicional de los SEP, al ser necesario modificar la regulación para incluirlo como un participante más en los mercados eléctricos.

El agregador interactúa con un nivel inferior, en este caso la demanda distribuida ejecutando diversos programas de DR, coordinando la modificación del consumo de distintos usuarios finales a través de sistemas de comunicación, control y monitoreo. Además debe interactuar con un nivel superior, como un operador de sistema, para ofrecer productos de

flexibilidad agregados y participar en mercados eléctricos. En la Figura 1.2 se muestra un esquema de cómo opera un agregador comunicando los dos niveles.

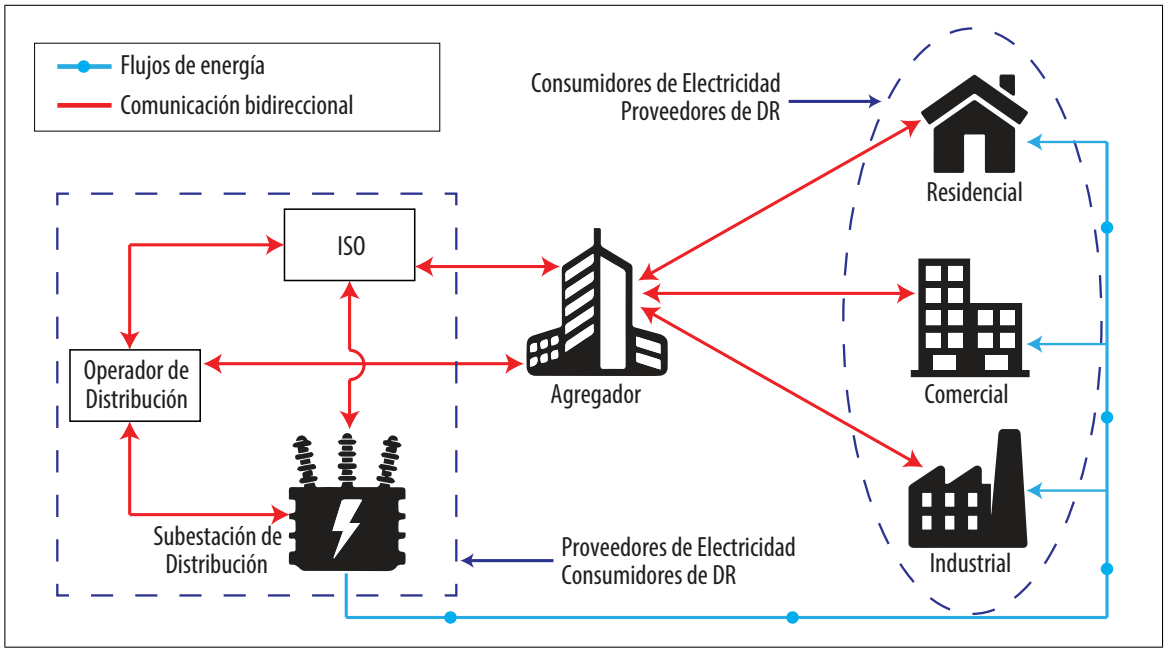

Figura 1.2. Esquema de comunicación del agregador con el nivel inferior y superior.

1.2.1. ¿Por qué agregadores?

Un aspecto importante de analizar es la razón de por qué se hace necesario incluir un nuevo participante, como el agregador, y no mantener el sistema con los participantes actuales. En ciertos países puede no ser necesario crear este nuevo participante ya que la labor podría ser realizada por comercializadores (*retailers*) o distribuidores, pero es probable que la regulación deba ser modificada para permitir que estos actores puedan tener esquemas de control o monitoreo de diversos consumos.

Sin embargo es importante entender que la cantidad de recursos distribuidos a controlar hace imposible que un ISO pueda manejar efectivamente la modificación de la demanda. Es por esto que el agregador actúa como un control distribuido para manejar los diversos recursos presentes en la red. En la Figura 1.3 se muestra el uso de los recursos

distribuidos presentes en un SEP. En la Figura 1.3-(a) se esquematiza la presencia en la red de una gran variedad de recursos distribuidos que pueden ser utilizados. En 1.3-(b) se analiza la posibilidad inicial, pero más compleja, de utilizar estos recursos en forma centralizada por el operador. En 1.3-(c) y (d) se esquematiza la posibilidad de permitir que los agregadores operen los recursos distribuidos y el operador interactúe en forma agregada.

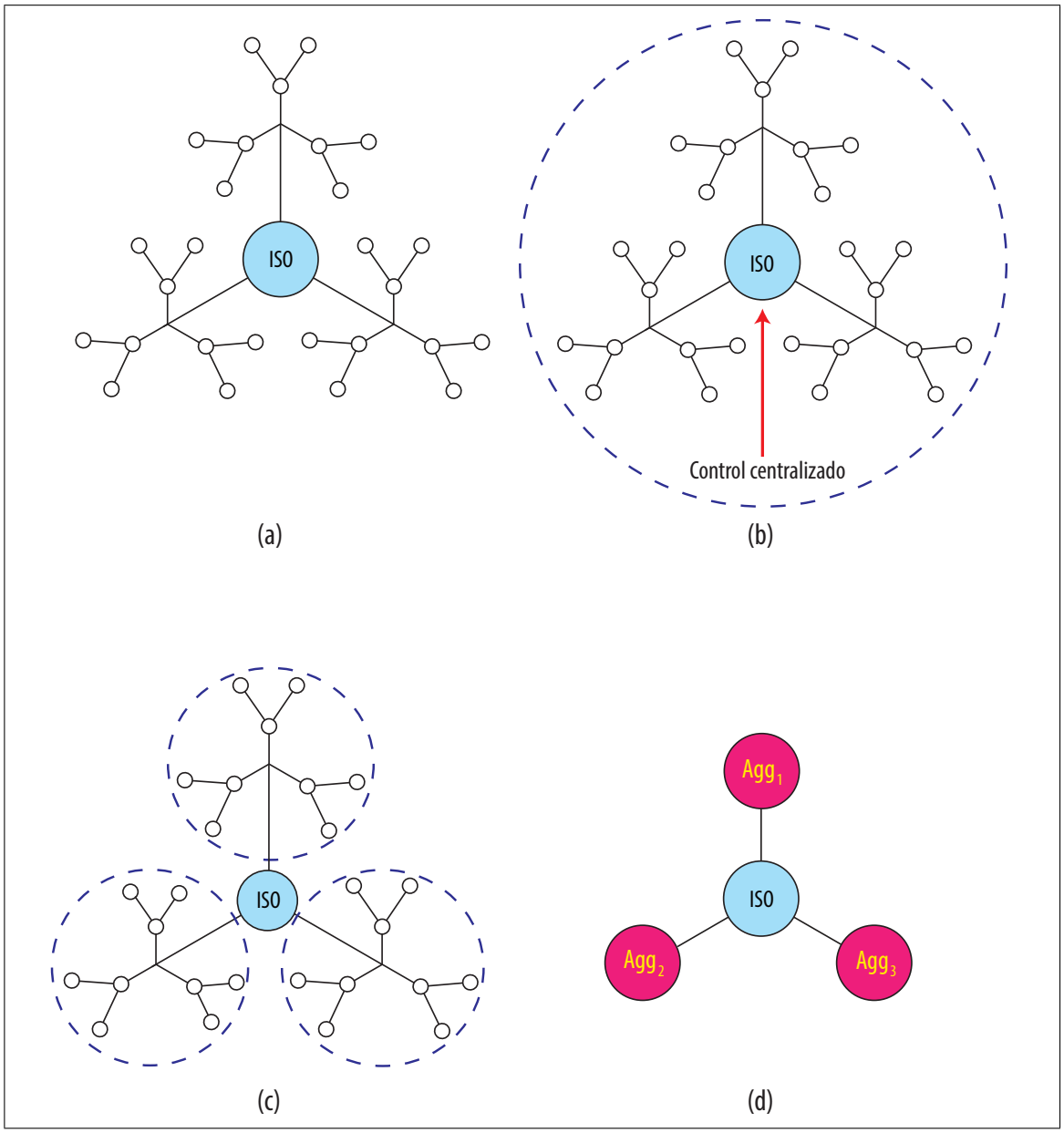

Figura 1.3. Presencia y operación de recursos distribuidos en la red eléctrica.

1.2.2. Agregadores hoy en día

El concepto de agregar recursos eléctricos es un concepto relativamente nuevo gracias a la evolución de los sistemas de comunicación y control. En la actualidad existen diversas compañías que agregan diversos consumidores, principalmente industriales y comerciales, para ofrecen servicios a los operadores de sistema.

El agregador más importante a nivel mundial corresponde a ENERNOC, empresa fundada el año 2003, que provee variados servicios de inteligencia energética que permiten a los usuarios finales conocer sus propios consumos eléctricos y de esta forma participar en servicios de DR, entre otros, que sean útiles para los operadores o *utilities*. De acuerdo a datos del 2014, ENERNOC presta servicios en más de 10 países, entre los que destacan Estados Unidos, Canadá, Reino Unido y Japón, entre otros. Con aproximadamente 9 GW de recursos, ENERNOC muestra que el DR es un recurso importante en distintos sistemas en mercados de capacidad y de servicios complementarios (Renaud, 2014).

En Europa, REstore, empresa fundada el año 2010, lidera el mercado como proveedor de DR, con más de 125 clientes industriales y diversas *utilities* participando en programas de DR. Al año 2015 contaba con más de 500 MW de demanda flexible utilizada y más de 1.5 GW de demanda *peak* con posible control, y con importantes oportunidades de crecimiento hacia el futuro (MarketWatch, 2016).

Si bien el recurso de DR está presente en diversos mercados, la participación actual se debe principalmente a grandes consumidores industriales y comerciales, proveyendo servicios en mercados de capacidad y servicios complementarios como reserva primaria y terciaria. La posibilidad de agregar recursos residenciales y la participación de los agregadores en mercados de energía convencionales aún son tópicos en desarrollo en la industria, pero que ya tienen algunos participantes como Voltalis en Francia, que permite mitigar *peaks* del sistema a través del control de la calefacción individual de cada hogar.

1.3. Estado del Arte

Diversos trabajos consideran distintas dimensiones de DR. Primeras clasificaciones de los distintas formas de como el DR puede ser usado y promovido son detalladas por Albadi y El-Saadany (2007); Zhang y Li (2012), mientras que en revisiones más detalladas son presentadas por Vardakas et al. (2015); Deng et al. (2015), en donde se especifican los diversos tipos de problemas que existen, cómo modelarlos, que tipos de soluciones y enfoques pueden utilizarse para abordarlos. Entre ellos se destacan los problemas de manejo de energía en consumos residenciales (o comerciales o industriales) con la finalidad de minimizar alguna métrica como la cuenta mensual, el consumo total de energía, el peak máximo, contribución a emisiones de CO_2, etc. Autores como Bozchalui et al. (2012); Agnetis et al. (2013); Shi et al. (2014) definen conceptos como *Home Energy Management Systems*, *eBox* o similares que permiten manejar los distintos recursos locales de cada usuario y se analizan diversos impactos en el uso de estos recursos, el comfort de cada usuario, posibles impactos en los sistemas de distribución, entre otros. En estos problemas el uso de precios diferenciados en tiempo o técnicas de control directo con recompensas son usadas para promover la participación de los consumidores.

Otro concepto estudiado es el problema del agregador de elegir a qué usuarios utilizará para implementar una reducción de carga con la finalidad de maximizar la reducción agregada (y de esta forma maximizar su ingreso propio). Este problema es similar a uno conocido en la literatura como *multi-armed bandit problem* donde, en cada instante de tiempo, se debe elegir entre un total de N máquinas tragamonedas las m mejores máquinas (con $m < N$) que entregan las mayores recompensas (Gittins et al., 2011). Trabajos presentados por Taylor y Mathieu (2014); Wang et al. (2014); Kalathil y Rajagopal (2015) se enfocan en el desarrollo de *index policies* que permitan resolver el problema de DR de decidir cuales consumidores entregan el mejor recurso sujeto a diferentes restricciones y recursos.

Si bien existe una gran diversidad de dimensiones del problema de DR, este trabajo se enfoca en el análisis de agregadores que aborden el problema de participar e interactuar con los mercados mayoristas, y posiblemente con los operadores del sistema. Gkatzikis et al. (2013) presentan un esquema de DR jerárquico de tres niveles. El modelo permite que cada uno de los partícipes, en este caso ISO, agregador y consumidores finales, puedan promover el uso del DR como participantes egoístas que buscan maximizar su beneficio propio y despejar el mercado de forma no cooperativa. Además se presenta una heurística que permite resolver el problema en forma descentralizada con bajo intercambio de información de los participantes, como por ejemplo sin que el agregador deba conocer la función de utilidad de cada uno de los usuarios finales.

Parvania et al. (2013) desarrollan un modelo basado en precios de auto-despacho de diversos recursos de DR que posee un agregador. Dada la diferencia de precios en los mercados de día anterior, el agregador planifica el uso de distintos contratos que proveen DR de tal forma de maximizar los ingresos del agregador. Parvania et al. (2014) proponen un esquema de ofertas en el mercado de día anterior, donde un agregador ofrece opciones de DR al ISO para que incluya este nuevo recurso en resolver el problema de pre-despacho (*Unit Commitment*) considerando las nuevas características y restricciones particulares de las opciones de DR.

Negnevitsky et al. (2010); Nguyen et al. (2011, 2013) desarrollan el concepto de *Demand Response eXchange* (DRX), en donde el DR es tratado como un nuevo recurso independiente de la electricidad. En estos trabajos diversos esquemas de mercados son presentados para explicar como el DR puede ser usado y promovido, explicando como los antiguos proveedores de energía (como el ISO o un distribuidor) son ahora considerados además como consumidores de DR, mientras que los usuarios finales son considerados como proveedores de DR. De esta forma un nuevo mercado puede usarse para transar y utilizar este nuevo recurso, considerando la presencia de un agregador que puede interactuar con ambas partes.

1.4. Contribuciones principales

La contribución de este trabajo esta centrada en entender como un agregador que posee recursos de respuesta de demanda puede participar en mercados eléctricos proveyendo recursos que pueden ser utilizados por el operador del sistema eléctrico de forma efectiva. Específicamente las contribuciones de este trabajo son:

- Se desarrolla un modelo de optimización que resuelve simultáneamente la participación óptima de un agregador de DR en mercados de día anterior y de tiempo real, y a su vez el despacho óptimo de sus recursos DR disponibles.
- La consideración de tres tipos de contratos de DR, y la participación estratégica del agregador en el mercado de tiempo real.
- Análisis numérico para diferentes casos de estudio, mostrando tendencias del valor de la flexibilidad del recurso de DR para un agregador participando en mercados eléctricos mayoristas.

Es importante señalar que este trabajo se enfoca en la participación en mercados de energía, y el valor del recurso de DR en estos. El valor de la respuesta de demanda puede ser diferente en otros mercados, como el de servicios complementarios o los de capacidad.

1.5. Organización del documento

En el **Capítulo 2** se presenta la metodología y características principales utilizadas para desarrollar el modelo matemático, detallando todas sus características principales como el mercado eléctrico en que participa y que recursos posee. La formulación matemática completa es presentada en el **Capítulo 3**, donde se formula un problema de optimización bi-nivel estocástico para el agregador de DR, y se detallan los procedimientos necesarios para transformarlo a un problema lineal entero mixto que permite su implementación en un software comercial.

En el **Capítulo 4** se presentan resultados para diversos casos de estudio realizados que permiten analizar las tendencias del valor del recurso de DR que posee el agregador. Para ello se muestra como se obtuvieron los datos de entrada y se detalla el procedimiento de *clustering* utilizado para la construcción de escenarios.

Finalmente las conclusiones son desarrolladas en el **Capítulo 5** mientras que posibles extensiones al trabajo son presentadas en el **Capítulo 6**.

2. CARACTERIZACIÓN DEL AGREGADOR Y EL MERCADO ELÉCTRICO

En el siguiente trabajo se analiza un agregador de respuesta de demanda que participa en los mercados eléctricos mayoristas y debe proveer energía a sus consumidores bajo una serie de contratos. El agregador puede comprar o vender energía en los mercados de día anterior (DA) y tiempo real (RT) o balance[1], de tal forma de suministrar la energía a sus usuarios finales y a la vez proveer servicios de balance que puedan ser requeridos. Para ello se desarrolla un modelo matemático que tenga en consideración los aspectos necesarios para evaluar en distintos casos de estudio el valor de los recursos que posee el agregador. En las siguientes secciones se presentan las características principales del modelo.

2.1. Características del Agregador de DR propuesto

En la Figura 2.1 se ilustran las diferentes interacciones del agregador consideradas en esta tesis: En un alto nivel, el agregador interactúa con el ISO por medio de ofertas en los mercados de DA y de RT, mientras que un bajo nivel debe interactuar con sus consumidores finales a través del despacho de multiples contratos bilaterales pre-establecidos. Cada uno de estos contratos cuenta con características específicas que permiten a cada usuario participar en programas de DR especiales, que tradicionalmente no estarían disponibles para cada usuario en forma individual debido a su menor volumen de energía. Para ello el agregador requiere tener conocimientos específicos de los patrones de consumo eléctrico de sus consumidores, y con esto desarrollar contratos específicos que permitan acordar cambios en el consumo final de cada usuario y recompensas para cada uno.

En este trabajo se asume que el agregador acumula múltiples contratos con características similares en un solo contrato de DR, que satisface los requerimientos mínimos

[1]En este trabajo se utiliza indistintamente los términos *mercado de tiempo real* y *mercado de balance*. Este mercado es considerado como de energía solamente, y no se incluye el análisis de reservas o de servicios complementarios requeridos para el funcionamiento adecuado del sistema eléctrico (Morales et al., 2013).

solicitados por el ISO. Además este enfoque permite reducir el número total de contratos que deben ser ejecutados en el problema matemático, disminuyendo así el tiempo de computación.

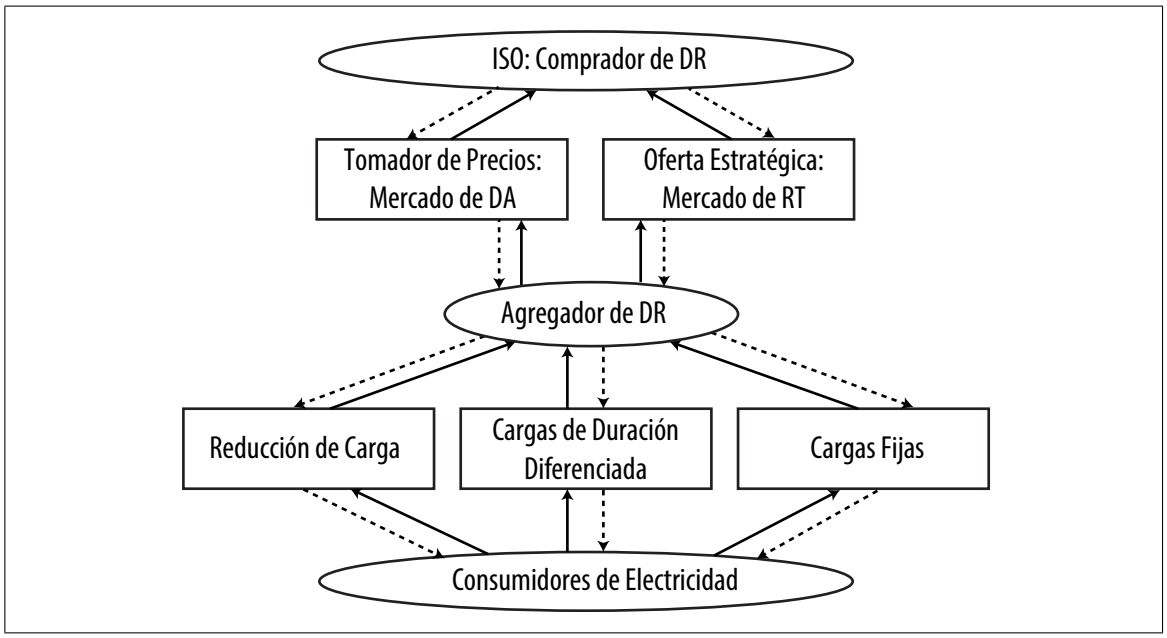

Figura 2.1. Estructura e interacción del agregador de DR con el ISO y sus consumidores.

2.2. Características del mercado eléctrico

El agregador se considera como un participante de los mercados eléctricos, donde puede intervenir tanto en los mercados de DA como los de RT. El mercado de DA es despejado con un día de anticipación, y se asume que un alto número de generadores competitivos participan en este mercado junto al agregador, por lo que la intervención de este último puede ser asumida como un *price-taker*. Por otro lado el mercado de RT es despejado cada una hora, y se asume que el tamaño relativo del agregador respecto a los generadores competidores es relevante como para afectar el mercado, por lo que el agregador puede comportarse como una entidad estratégica al decidir y modificar sus ofertas. Se asume además que los participantes envían ofertas simétricas en el mercado

de balance, y el agregador tiene acceso a un set de escenarios que representan posibles precios de DA y requerimientos de balance.

En el mercado de RT de asume que el resto de los generadores que participan en el mercado de balance utilizan su costo marginal como oferta. Un argumento para lo anterior es considerar que el agregador cuenta con un recurso más flexible que le permite modificar su demanda, lo que le permitiría tomar decisiones más estratégicas que un generador que ya se encuentra conectado al sistema proveyendo energía.

2.2.1. Característica de los contratos de DR

El agregador cuenta con tres recursos que definen su demanda agregada y que le entregan la flexibilidad asociada a los consumidores. El primero denotado como Cargas Fijas (FL, por *Fixed Loads*) refiere al consumo esperado de sus consumidores que representan la demanda base del agregador. Los otros dos recursos le permiten modificar el perfil de demanda. Uno denominado Reducción de Carga (LC, por *Load Curtailment*) permite disminuir el perfil de demanda base, mientras que el segundo denominado Cargas de Duración Diferenciada (DDL, por *Duration-Differentiated Loads*) puede ser usado para aumentar la demanda en cierta hora. Un ejemplo del uso de estos contratos se muestra en la Figura 2.2.

A continuación se detallan las características de estos tipos de contratos:

2.2.1.1. *Reducción o Desprendimiento de Carga (LC)*

Estos contratos refieren a los esquemas tradicionales de reducción de carga. Cada consumidor está dispuesto a participar en programas de DR que desconectarán parte de su consumo eléctrico a cambio de incentivos según requerimientos del agregador. El contrato establece un pago a priori del agregador al consumidor por su participación en los programas LC, que representan costos hundidos en la operación. Ejemplos típicos son

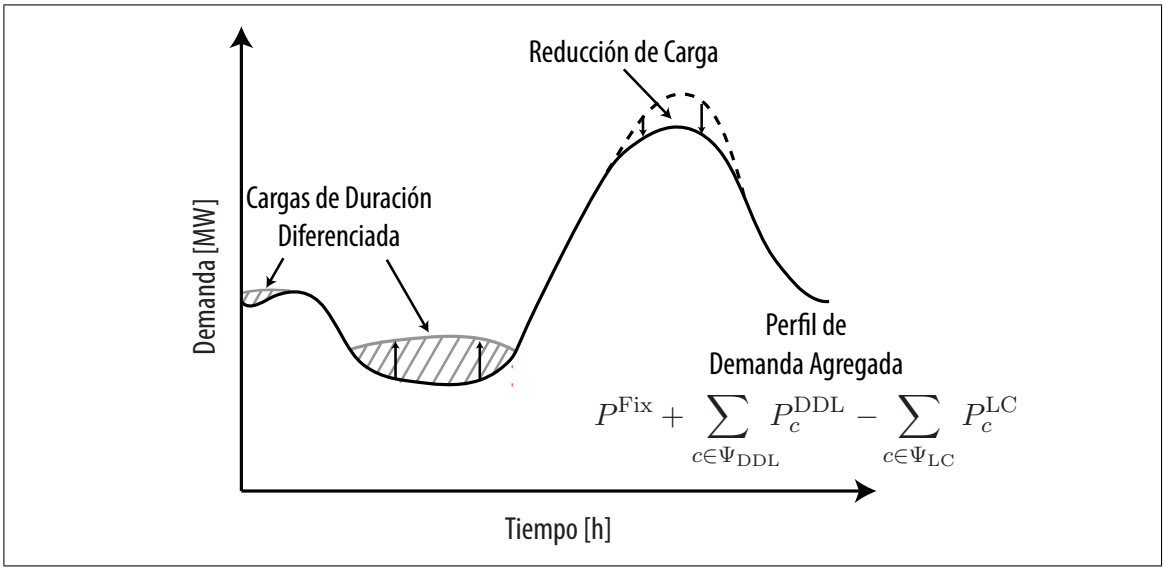

Figura 2.2. Ejemplo de uso de los contratos de DR para obtener un perfil de demanda más plano.

la desconexión de iluminación en edificios, aire acondicionado o calefacción en casas, y procesos no-esenciales en industrias.

2.2.1.2. *Cargas de Duración Diferenciada (DDL)*

Este tipo de contratos refieren a ciertos tipos de cargas que requieren un consumo fijo de una duración dada dentro de un periodo de operación, no necesariamente continuo. En el caso de que el período de operación disponible sea igual a la duración especificada del contrato, este contrato se considera uno de Carga Fija. Este tipo de cargas son flexibles dado que cualquier combinación de despachos que sume el tiempo requerido en el periodo de operación es considerado un despacho factible, como se muestra en la Figura 2.3.

Este tipo de cargas son definidas en (Nayyar et al., 2016) y ejemplos típicos son filtros de piscina que requieren una operación de 8 horas en un rango de 24 para mantener el agua de la piscina en buen estado; electrodomésticos como lavadoras o secadoras que requieren un consumo fijo por 1 hora en cualquiera de las 8 horas siguientes; grupos de vehículos eléctricos de tal forma de proveer un servicio de carga flexible en un intervalo futuro, entre

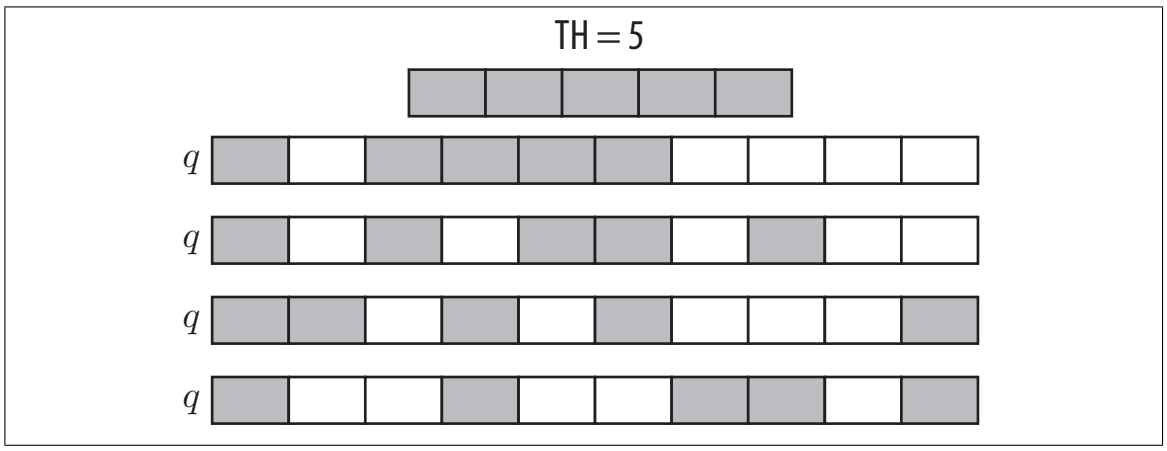

Figura 2.3. Ejemplos de posibles despachos factibles para una carga de duración diferenciada.

otros. Los consumidores que participan en contratos DDL, donde el agregador decide como despachar este tipo de cargas, reciben descuentos en la cuenta de electricidad de parte del agregador, que son definidos a priori.

3. MODELAMIENTO MATEMÁTICO DEL AGREGADOR DE RESPUESTA DE DEMANDA

3.1. Nomenclatura

A continuación se detalla la notación a utilizar para la formulación del problema de optimización asociado a la operación del agregador de respuesta de demanda:

3.1.1. Abreviaciones e índices

LC: Abreviación para contratos de reducción de carga. LC por sus siglas en ingles Load Curtailment.

DDL: Abreviación para contratos de cargas de duración diferenciada. DDL por sus siglas en ingles Duration-Differentiated Loads.

$(\cdot)_{\omega t}$: En la hora t en el escenario ω.

3.1.2. Conjuntos

$\mathcal{W}$: Conjunto de todos los scenarios.

$\mathcal{T}$: Conjunto de todas las horas a despachar.

Ω_{G}: Conjunto de todas las unidades de generación que pueden proveer balance.

Ψ_C: Conjunto de todos los contratos de DR.

$\Psi_{x,\text{DA}}$: Conjunto de los contratos x de DR ($x \in \{\text{LC}, \text{DDL}\}$) que pueden ser usados solamente en el mercado de día anterior ($\Psi_{x,\text{DA}} \subseteq \Psi_C$).

$\Psi_{x,\text{B}}$: Conjunto de los contratos x de DR ($x \in \{\text{LC}, \text{DDL}\}$) que pueden ser usados en mercado de balance ($\Psi_{x,\text{B}} \subseteq \Psi_C$).

$\mathcal{T}_c$: Conjunto de horas donde puede ser despachado el contrato c.

3.1.3. Parámetros

$c^{\mathrm{U}}_{\omega it}$: Precio ofrecido por el generador i para generación adicional. El superíndice U se debe a regulación "hacia arriba" en inglés (*up-regulation*).

$c^{\mathrm{D}}_{\omega it}$: Precio ofrecido por el generador i para recomprar energía en la etapa de balance. El superíndice D se debe a regulación "hacia abajo" en inglés (*down-regulation*).

P^{S}_{t}: Generación total programada el día anterior total por los generadores. El superíndice S se debe a "programado" en inglés (*scheduled*).

$P^{\mathrm{B}}_{\omega t}$: Demanda neta (demanda menos generación estocástica) en la etapa de balance. El superíndice B se debe a "balance".

$\bar{P}^{\mathrm{U}}_{\omega it}$: Capacidad máxima de aumento de generación en la etapa de balance del generador i.

$\bar{P}^{\mathrm{D}}_{\omega it}$: Máxima capacidad de la producción propia programada que el generador i ofrece recomprar en la etapa de balance.

$\lambda^{\mathrm{S}}_{\omega t}$: Precio spot del mercado de día anterior.

q^{DDL}_{c}: Consumo del contrato c de DDL.

$q^{\mathrm{LC,max}}_{c}$: Máxima potencia a reducir del contrato c de LC una vez es activado.

$q^{\mathrm{LC,min}}_{c}$: Mínima potencia a reducir del contrato c de LC una vez es activado.

$\mathrm{MN}^{\mathrm{LC}}_{c}$: Máximo número de horas disponibles para desconexión del contrato c.

TH_{c}: Horas totales que debe ser despachado el contrato c de DDL.

γ_{ω}: Peso del escenario ω.

3.1.4. Variables

$P^{\mathrm{U}}_{\omega it}$: Ajuste "hacia arriba" despejado para el generador i en el mercado de balance con respecto al despacho programado del día anterior.

$P^{\mathrm{D}}_{\omega it}$: Ajuste "hacia abajo" despejado para el generador i en el mercado de balance con respecto al despacho programado del día anterior.

$\lambda^{\mathrm{B}}_{\omega t}$: Precio spot del mercado de tiempo real.

$P^{\mathrm{A,B}}_{\omega t}$: Ajuste despejado para los recursos del agregador en la etapa de balance.

$\text{bid}_{\omega t}$: Oferta del agregador para ofrecer producción hacia arriba en la etapa de balance (si $P_{\omega t}^{\text{A,B}}$ es positivo) o oferta para recomprar energía en la etapa de balance (si $P_{\omega t}^{\text{A,B}}$ es negativo).

$P_t^{\text{A,S}}$: Energía vendida (positiva) o comprada (negativa) por el agregador en el mercado de día anterior.

$P_{\omega t}^{\text{A,OF}}$: Máximo ajuste ofrecido por el agregador para la etapa de balance.

$q_{\omega ct}^{\text{LC}}$: Reducción de carga del contrato c de LC.

$v_{\omega ct}^{x}$: Variable binaria que denota el estado del contrato c del recurso x ($x \in \{\text{LC}, \text{DDL}\}$). 1 en el caso de que el contrato es ejecutado, y 0 en otro caso.

3.2. Problema de optimización bi-nivel

El problema de operación del agregador consiste en determinar las ofertas a realizar en los mercados de DA y RT, y el despacho de sus contratos de DR de tal forma de maximizar sus ingresos esperados. Para ello, el agregador debe considerar las condiciones y restricciones impuestas por los mercados y los contratos de DR, como la incertidumbre en los precios de DA y los requerimientos de balance, y la posibilidad de ejercer poder de mercado en el mercado de RT.

Este problema puede ser formulado como un problema de optimización estocástico binivel, en donde el nivel inferior modela el despeje del mercado de RT a través de un esquema de subastas simple, mientras que el problema superior modela el problema de maximización de ingresos del agregador de DR. Ambos problemas son presentados en detalle en las siguientes secciones:

3.2.1. Problema inferior

Este problema consiste en minimizar el costo de proveer balances al sistema (despeje del mercado de RT) a través de un esquema de subastas simple, para cada escenario (trayectoria) de requerimientos de balance de energía $\omega \in \mathcal{W}$. Las ofertas realizadas por el

agregador y los otros participantes en el mercado de RT son considerados datos de entrada en este problema, y los datos de salida de interés son el precio de mercado de RT y las cantidades de potencia despejadas. En esta tesis se asume que los otros participantes distintos al agregador son no-estratégicos, y por ende sus ofertas son iguales a sus costos marginales. El problema es formulado multi-periodo con pasos de una hora.

La formulación del problema para cada escenario ω se presenta a continuación. Las variables duales asociadas a cada conjunto de restricciones se muestran luego de los dos puntos.

Problema inferior $\mathcal{P}_{\omega}^{LL},\ \forall \omega \in \mathcal{W}$:

$$\min_{P_{\omega it}^{\mathrm{U}}, P_{\omega it}^{\mathrm{D}}, P_{\omega t}^{\mathrm{A,B}}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \left\{ \sum_{i \in \Omega_G} \left(c_{\omega it}^{\mathrm{U}} P_{\omega it}^{\mathrm{U}} - c_{\omega it}^{\mathrm{D}} P_{\omega it}^{\mathrm{D}} \right) + \mathrm{bid}_{\omega t} P_{\omega t}^{\mathrm{A,B}} \right\} \tag{1a}$$

sujeto a:

$$P_{\omega t}^{\mathrm{S}} + \sum_{i \in \Omega_G} [P_{\omega it}^{\mathrm{U}} - P_{\omega it}^{\mathrm{D}}] + P_{\omega t}^{\mathrm{A,B}} = P_{\omega t}^{\mathrm{B}} \ : \ \lambda_{\omega t}^{\mathrm{B}}, \qquad \forall t \in \mathcal{T} \tag{1b}$$

$$0 \leq P_{\omega it}^{\mathrm{U}} \leq \bar{P}_{\omega it}^{\mathrm{U}} \ : \ \varphi_{\omega it}^{\min}, \varphi_{\omega it}^{\max}, \qquad \forall i \in \Omega_G, \forall t \in \mathcal{T} \tag{1c}$$

$$0 \leq P_{\omega it}^{\mathrm{D}} \leq \bar{P}_{\omega it}^{\mathrm{D}} \ : \ \eta_{\omega it}^{\min}, \eta_{\omega it}^{\max}, \qquad \forall i \in \Omega_G, \forall t \in \mathcal{T} \tag{1d}$$

$$-P_{\omega t}^{\mathrm{A,OF}} \leq P_{\omega t}^{\mathrm{A,B}} \leq P_{\omega t}^{\mathrm{A,OF}} \ : \ \sigma_{\omega t}^{\min}, \sigma_{\omega t}^{\max}, \qquad \forall t \in \mathcal{T} \tag{1e}$$

La función objetivo (1a) representa el costo total de proveer balance en el sistema, que incluye el costo de proveer regulación "hacia arriba" y "hacia abajo" por los generadores convencionales y el costo de proveer regulación por el agregador (positivo si es "hacia arriba" y negativo si es "hacia abajo"). La restricción (1b) asegura el balance de potencia (generación-demanda) en cada escenario. Las ecuaciones (1c)-(1e) limitan el máximo de generación de cada participante. Es importante notar que este problema es lineal en las variables de despeje de mercado ($P_{\omega it}^{\mathrm{U}}, P_{\omega it}^{\mathrm{D}}, P_{\omega t}^{\mathrm{A,B}}$) dado que la oferta que envía el agregador ($\mathrm{bid}_{\omega t}$) es resuelta en el problema superior y por ende en este problema son consideradas constantes.

3.2.2. Problema superior

Este problema consiste en maximizar el beneficio económico del agregador al participar en los mercados de DA y RT. Las variables del problema son la energía a comprar en el mercado de DA como un participante *price-taker*, las ofertas estratégicas en el mercado de RT, y el despacho de los contratos de DR. Se asume que cada escenario de balance ω depende del precio spot del mercado de día anterior $\lambda^{\mathrm{S}}_{\omega t}$, dado que se debe cumplir que $\lambda^{\mathrm{B}}_{\omega t} \geq \lambda^{\mathrm{S}}_{\omega t}$ si regulación "hacia arriba" es requerida, y $\lambda^{\mathrm{B}}_{\omega t} \leq \lambda^{\mathrm{S}}_{\omega t}$ si se requiere regulación "hacia abajo" (Morales et al., 2013). Así el problema se formula como:

Problema superior $\mathcal{P}^{UL}$:

$$\underset{P^{\mathrm{A,S}}_t, P^{\mathrm{A,OF}}_{\omega t}, \mathrm{bid}_{\omega t}, q, v}{\max} \sum_{\omega \in \mathcal{W}} \gamma_\omega \left[\sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\lambda^{\mathrm{S}}_{\omega t} P^{\mathrm{A,S}}_t + \lambda^{\mathrm{B}}_{\omega t} P^{\mathrm{A,B}}_{\omega t} \right) \right] \tag{2a}$$

sujeto a:

$$P^{\mathrm{A,S}}_t + P^{\mathrm{A,B}}_{\omega t} = P^{\mathrm{LC}}_{\omega t} - P^{\mathrm{DDL}}_{\omega t} - P^{\mathrm{Fix}}_t, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \tag{2b}$$

Restricciones de contratos (2c)

$$P^{\mathrm{Fix}}_t + P^{\mathrm{DDL}}_{\omega t} - P^{\mathrm{LC}}_{\omega t} \geq P^{\mathrm{min}}_t, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \tag{2d}$$

$$P^{\mathrm{A,OF}}_{\omega t} \geq 0, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \tag{2e}$$

$$\{\lambda^{\mathrm{B}}_{\omega t}, P^{\mathrm{A,B}}_{\omega t}\} \in \arg\{\mathcal{P}^{LL}_\omega\}, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \tag{2f}$$

La función objetivo del problema superior (2a) representa el beneficio esperado del agregador en los mercados de DA y RT, donde los escenarios compuestos por la tupla $\{\lambda^{\mathrm{S}}_{\omega t}, P^{\mathrm{B}}_{\omega t}\}$ de los precios del mercado de DA y los requerimientos de balance en el mercado de RT. La restricción (2b) asegura que la carga real del agregador es provista con energía comprada en el mercado de DA o el mercado de RT. Las restricciones de los contratos (2c) serán desarrolladas en la próxima sección, mientras que la ecuación (2d) asegura que no es posible recortar energía más que un valor mínimo. Por simplicidad en todos los casos de estudio se utilizará que $P^{\mathrm{min}}_t = 0, \forall t$. La restricción (2e) obliga la no-negatividad de la

regulación ofrecida al mercado de balance. Finalmente, la energía vendida/comprada en el mercado de RT para cada escenario $\omega \in \mathcal{W}$ es el resultado de la solución del problema inferior, como es representado por la ecuación (2f).

3.2.3. Restricciones de los contratos

Esta tesis considera contratos LC y DDL con 2 tiempos de aviso para la ejecución: el de día-anterior y el de "justo a tiempo". Los consumidores por participar en contratos con aviso de día-anterior reciben una notificación entre 12 a 24 horas antes de realizarse la ejecución del contrato (por ejemplo, la desconexión de una carga fija), mientras que los contratos con notificación "justo a tiempo" reciben el aviso de ejecución solo con 5 a 10 minutos de anticipación.

En términos de modelación, los contratos con notificación de día-anterior son representados utilizando variables de primera etapa (es decir son ejecutados de la misma forma en todos los escenarios), y los contratos con notificación "justo a tiempo" son modelados como variables de segunda etapa, lo que permite una ejecución distinta en cada escenario. Denotamos los contratos que requieren anuncio de día anterior como LC-DA y DDL-DA (*Load Curtailment y Duration-Differentiated Load - Day Ahead*), y los contratos que requieren minutos de aviso como LC-B y DDL-B (*Load Curtailment y Duration-Differentiated Load - Balancing*).

3.2.3.1. *Reducción o Desprendimiento de carga (LC)*

Como se mencionó el agregador decide cuando estos contratos son ejecutados y anunciados el día anterior o "justo a tiempo", según corresponda. La formulación completa de las restricciones es la siguiente para los contratos LC-DA y LC-B, pero por simplicidad no se muestra las restricciones de LC-DA, al ser las mismas sin el subíndice ω (i.e. las mismas para todos los escenarios).

$$P^{\text{LC}}_{\omega t} = \sum_{c \in \Psi_{\text{LC,DA}}} q^{\text{LC,DA}}_{ct} + \sum_{c \in \Psi_{\text{LC,B}}} q^{\text{LC,B}}_{\omega ct}, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \qquad \text{(2c-a)}$$

$$q_{\omega ct}^{\text{LC,B}} \leq q_{c}^{\text{LC,max}} \cdot v_{\omega ct}^{\text{LC,B}}, \qquad \forall c \in \Psi_{\text{LC,B}}, \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \qquad \text{(2c-b)}$$

$$q_{c}^{\text{LC,min}} \cdot v_{\omega ct}^{\text{LC,B}} \leq q_{\omega ct}^{\text{LC,B}}, \qquad \forall c \in \Psi_{\text{LC,B}}, \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \qquad \text{(2c-c)}$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}_c} v_{\omega ct}^{\text{LC}} \leq \text{MN}_{c}^{\text{LC}}, \qquad \forall c \in \Psi_{\text{LC,B}} \qquad \text{(2c-d)}$$

$$v_{\omega ct}^{\text{LC}} = 0, \qquad \forall c \in \Psi_{\text{LC,B}}, \forall t \notin \mathcal{T}_c \qquad \text{(2c-e)}$$

$$v_{\omega ct}^{\text{LC}} \in \{0, 1\}, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall c \in \Psi_{\text{LC,B}} \forall t \in \mathcal{T} \qquad \text{(2c-f)}$$

La ecuación (2c-a) suma todas las reducciones realizadas por los contratos LC-DA y LC-B en cada hora y escenario. La variable binaria $v_{\omega ct}^{\text{LC}}$ toma el valor 1 si el contrato c es despachado por el agregador a la hora t mientras que $q_{\omega ct}^{\text{LC}}$ es la energía a ser reducida. Las restricciones (2c-b) y (2c-c) manejan el máximo y mínimo de energía a ser reducida una vez se activa el contrato. La ecuación (2c-d) limita el número máximo de reducciones diarias y la ecuación (2c-e) no permite utilizar el contrato fuera de el periodo permitido de acuerdo al contrato.

3.2.3.2. *Cargas de Duración Diferenciada (DDL)*

Este tipo de cargas flexibles tienen una potencia fija q_c MW que deben ser despachados un total de horas (TH_c) sobre un periodo de operación $\mathcal{T}_c$. El agregador debe determinar las horas de la forma óptima que permita maximizar su beneficio total. De esta forma la formulación para las restricciones para los contratos DDL-B es la siguiente,

$$P_{\omega t}^{\text{DDL}} = \sum_{c \in \Psi_{\text{DDL,DA}}} q_{c}^{\text{DDL}} v_{ct}^{\text{DDL,DA}} + \sum_{c \in \Psi_{\text{DDL,B}}} q_{c}^{\text{DDL}} v_{\omega ct}^{\text{DDL,B}}, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \qquad \text{(2c-g)}$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}_c} v_{\omega ct}^{\text{DDL,B}} = \text{TH}_c, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall c \in \Psi_{\text{DDL,B}} \qquad \text{(2c-h)}$$

$$v_{\omega ct}^{\text{DDL,B}} = 0, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall c \in \Psi_{\text{DDL,B}}, \forall t \notin \mathcal{T}_c \qquad \text{(2c-i)}$$

$$v_{\omega ct}^{\text{DDL,B}} \in \{0, 1\}, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall c \in \Psi_{\text{DDL,B}}, \forall t \in \mathcal{T} \qquad \text{(2c-j)}$$

Cada contrato tiene una potencia constante que debe ser consumida en alguna hora q_c^{DDL}. La variable binaria $v_{\omega ct}^{\text{DDL}}$ toma el valor de 1 cuando el contrato es despachado y 0 cuando no. La restricción (2c-g) suma el consumo de todos los contratos DDL-DA y DDL-B en la hora t. Las ecuaciones (2c-h)–(2c-j) aseguran que el contrato sea despachado en forma completa en las horas permitidas. Nuevamente las restricciones para los contratos DDL-DA son omitidas dado que son idénticas salvo el subíndice ω.

3.2.4. Transformación a un problema lineal entero mixto

Dado que en el problema inferior la oferta y capacidad máxima que envía el agregador son resueltas en el problema superior (y por ende constantes en el problema inferior) el problema inferior es lineal. Esto implica que las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) son necesarias y suficientes para asegurar la optimalidad del problema inferior (Boyd y Vandenberghe, 2004). De esta forma las condiciones de KKT pueden incluirse en el problema superior y transformarlo en un problema de optimización en uno de un solo nivel. Las condiciones de KKT son las siguientes:

3.2.4.1. *Factibilidad del primal*

$$\text{Restricciones (1b) – (1e)} \tag{3a}$$

3.2.4.2. *Estacionariedad*

$$c_{\omega it}^{\text{U}} - \lambda_{\omega t}^{\text{B}}(t) + \varphi_{\omega it}^{\max} - \varphi_{\omega it}^{\min} = 0, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall i \in \Omega_G, \forall t \in \mathcal{T} \tag{3b}$$

$$-c_{\omega it}^{\text{D}} + \lambda_{\omega t}^{\text{B}} + \eta_{\omega it}^{\max} - \eta_{\omega it}^{\min} = 0, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall i \in \Omega_G, \forall t \in \mathcal{T} \tag{3c}$$

$$\text{bid}_{\omega t} - \lambda_{\omega t}^{\text{B}} + \sigma_{\omega t}^{\max} - \sigma_{\omega t}^{\min} = 0, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \tag{3d}$$

3.2.4.3. *Factibilidad del dual y holguras complementarias*

$$0 \leq \varphi_{\omega it}^{\max} \perp (\bar{P}_{it}^{\text{U}} - P_{\omega it}^{\text{U}}(t)) \geq 0, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall i \in \Omega_G, \forall t \in \mathcal{T} \tag{3e}$$

$$0 \leq \varphi^{\text{min}}_{\omega it} \perp P^{\text{U}}_{\omega it} \geq 0, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall i \in \Omega_G, \forall t \in \mathcal{T} \qquad \text{(3f)}$$

$$0 \leq \eta^{\text{max}}_{\omega it} \perp (\bar{P}^{\text{D}}_{\omega it} - P^{\text{D}}_{\omega it}) \geq 0, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall i \in \Omega_G, \forall t \in \mathcal{T} \qquad \text{(3g)}$$

$$0 \leq \eta^{\text{min}}_{\omega it} \perp P^{\text{D}}_{\omega it} \geq 0, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall i \in \Omega_G, \forall t \in \mathcal{T} \qquad \text{(3h)}$$

$$0 \leq \sigma^{\text{max}}_{\omega t} \perp (P^{\text{A,OF}}_{\omega t} - P^{\text{A,B}}_{\omega t}) \geq 0, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \qquad \text{(3i)}$$

$$0 \leq \sigma^{\text{min}}_{\omega t} \perp (P^{\text{A,OF}}_{\omega t} + P^{\text{A,B}}_{\omega t}) \geq 0, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \qquad \text{(3j)}$$

Se ha utilizado la notacion $0 \leq a \perp b \geq 0$, que implica las siguientes 3 condiciones:

$$a \geq 0 \qquad \wedge \qquad b \geq 0 \qquad \wedge \qquad a \cdot b = 0$$

Estas condiciones pueden ser linearizadas utilizando la transformación de Fortuny-Amat (Fortuny-Amat y McCarl, 1981), que cambia cada una de estas ecuaciones por dos conjuntos de restricciones que utilizan técnicas de *Big M* con variables binarias,

$$0 \leq a \perp b \geq 0 \;\longrightarrow\; \begin{array}{l} 0 \leq a \leq M \cdot u \\ 0 \leq b \leq M \cdot (1-u) \end{array}$$

con $u \in \{0, 1\}$.

3.2.4.4. *Función dual*

Al incluir todas las condiciones de KKT en el problema superior, el nuevo modelo aún sigue siendo no-lineal debido al término $\lambda^{\text{B}}_{\omega t} P^{\text{A,B}}_{\omega t}$ presente en la función objetivo. Es posible linealizar este término utilizando el Teorema de Dualidad Fuerte en forma similar a lo presentado por Baringo y Conejo (2013). Dado que el problema inferior es lineal, la dualidad fuerte se cumple y por tanto el valor óptimo del problema primal y dual coinciden.

Así, para cada $\omega \in \mathcal{W}$ en el óptimo se cumple:

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \left\{ \sum_{i \in \Omega_G} \left(c^{\text{U}}_{\omega it} P^{\text{U}}_{\omega it} - c^{\text{D}}_{\omega it} P^{\text{D}}_{\omega it} \right) + \text{bid}_{\omega t} P^{\text{A,B}}_{\omega t} \right\} =$$

$$\sum_{t\in\mathcal{T}}\left\{-\lambda^{\mathrm{B}}_{\omega t}\left(P^{\mathrm{B}}_{\omega t}-P^{\mathrm{S}}_{\omega t}\right)-\sum_{i\in\Omega_G}\left[\varphi^{\max}_{\omega it}\bar{P}^{\mathrm{U}}_{\omega it}+\eta^{\max}_{\omega it}\bar{P}^{\mathrm{D}}_{\omega it}\right]-(\sigma^{\min}_{\omega t}+\sigma^{\max}_{\omega t})P^{\mathrm{A,OF}}_{\omega t}\right\} \quad (3k)$$

De la ecuación (3d) se tiene:

$$\mathrm{bid}_{\omega t}=\lambda^{\mathrm{B}}_{\omega t}-\sigma^{\max}_{\omega t}+\sigma^{\min}_{\omega t},\quad \forall\omega,t \quad (3l)$$

Multiplicando (3l) por $P^{\mathrm{A,B}}_{\omega t}$ y sumando sobre t:

$$\sum_{t\in\mathcal{T}}\mathrm{bid}_{\omega t}P^{\mathrm{A,B}}_{\omega t}=\sum_{t\in\mathcal{T}}[\lambda^{\mathrm{B}}_{\omega t}-\sigma^{\max}_{\omega t}+\sigma^{\min}_{\omega t}]P^{\mathrm{A,B}}_{\omega t} \quad (3m)$$

Ordenando las ecuaciones (3i) y (3j) y luego sumando sobre t:

$$-\sum_{t\in\mathcal{T}}\sigma^{\max}_{\omega t}P^{\mathrm{A,B}}_{\omega t}=-\sum_{t\in\mathcal{T}}\sigma^{\max}_{\omega t}P^{\mathrm{A,OF}}_{\omega t} \quad (3n)$$

$$\sum_{t\in\mathcal{T}}\sigma^{\min}_{\omega t}P^{\mathrm{A,B}}_{\omega t}=-\sum_{t\in\mathcal{T}}\sigma^{\min}_{\omega t}P^{\mathrm{A,OF}}_{\omega t} \quad (3o)$$

Reemplazando las ecuaciones (3n) y (3o) en (3m) se tiene:

$$\sum_{t\in\mathcal{T}}\mathrm{bid}_{\omega t}P^{\mathrm{A,B}}_{\omega t}=\sum_{t\in\mathcal{T}}\left[\lambda^{\mathrm{B}}_{\omega t}P^{\mathrm{A,B}}_{\omega t}-\sigma^{\max}_{\omega t}P^{\mathrm{A,OF}}_{\omega t}-\sigma^{\min}_{\omega t}P^{\mathrm{A,OF}}_{\omega t}\right] \quad (3p)$$

Reemplazando estos términos en la ecuación de dualidad fuerte (3k) se tiene:

$$\sum_{t\in\mathcal{T}}\left\{\sum_{i\in\Omega_G}\left(c^{\mathrm{U}}_{\omega it}P^{\mathrm{U}}_{\omega it}-c^{\mathrm{D}}_{\omega it}P^{\mathrm{D}}_{\omega it}\right)+\left[\lambda^{\mathrm{B}}_{\omega t}P^{\mathrm{A,B}}_{\omega t}-(\sigma^{\max}_{\omega t}+\sigma^{\min}_{\omega t})P^{\mathrm{A,OF}}_{\omega t}\right]\right\}=$$

$$\sum_{t\in\mathcal{T}}\left\{-\lambda^{\mathrm{B}}_{\omega t}\left(P^{\mathrm{B}}_{\omega t}-P^{\mathrm{S}}_{\omega t}\right)-\sum_{i\in\Omega_G}[\varphi^{\max}_{\omega it}\bar{P}^{\mathrm{U}}_{\omega it}+\eta^{\max}_{\omega it}\bar{P}^{\mathrm{D}}_{\omega it}]-(\sigma^{\min}_{\omega t}+\sigma^{\max}_{\omega t})P^{\mathrm{A,OF}}_{\omega t}\right\} \quad (3q)$$

Notar que los términos $\sigma^{\min}_{\omega t}P^{\mathrm{A,OF}}_{\omega t}$ y $\sigma^{\max}_{\omega t}P^{\mathrm{A,OF}}_{\omega t}$ se cancelan en la ecuación (3q). De esta forma es posible calcular el término no-lineal como:

$$\sum_{t\in\mathcal{T}}\lambda^{\mathrm{B}}_{\omega t}P^{\mathrm{A,B}}_{\omega t}=\sum_{t\in\mathcal{T}}\left\{-\sum_{i\in\Omega_G}\left(c^{\mathrm{U}}_{\omega it}P^{\mathrm{U}}_{\omega it}-c^{\mathrm{D}}_{\omega it}P^{\mathrm{D}}_{\omega it}\right)\right.$$
$$\left.-\lambda^{\mathrm{B}}_{\omega t}\left(P^{\mathrm{B}}_{\omega t}-P^{\mathrm{S}}_{\omega t}\right)-\sum_{i\in\Omega_G}[\varphi^{\max}_{\omega it}\bar{P}^{\mathrm{U}}_{\omega it}+\eta^{\max}_{\omega it}\bar{P}^{\mathrm{D}}_{\omega it}]\right\} \quad (3r)$$

3.2.5. Modelo completo

El modelo completo con todas las consideraciones queda expresado en el siguiente problema lineal entero mixto estocástico:

Maximizar $\mathcal{P}^{UL\cup LL}$:

$$\sum_{\omega\in\mathcal{W}}\gamma_\omega\sum_{t\in\mathcal{T}}\Bigg\{\lambda^{\mathrm{S}}_{\omega t}P^{\mathrm{A,S}}_{t}-\sum_{i\in\Omega_G}\Big(c^{\mathrm{U}}_{\omega it}P^{\mathrm{U}}_{\omega it}-c^{\mathrm{D}}_{\omega it}P^{\mathrm{D}}_{\omega it}\Big) - \lambda^{\mathrm{B}}_{\omega t}\Big(P^{\mathrm{B}}_{\omega t}-P^{\mathrm{S}}_{\omega t}\Big)-\sum_{i\in\Omega_G}[\varphi^{\max}_{\omega it}\bar{P}^{\mathrm{U}}_{\omega it}+\eta^{\max}_{\omega it}\bar{P}^{\mathrm{D}}_{\omega it}]\Bigg\} \tag{4a}$$

sujeto a:

Restricciones del problema inferior (1b) - (1e) (4b)

Restricciones del problema superior (2b) - (2d) (4c)

Estacionareidad (3b) - (3d) (4d)

Factibilidad del dual y holguras complementarias linearizadas:

$$0\le\varphi^{\max}_{\omega it}\le M\cdot u^{\varphi,\max}_{\omega it}, \qquad \forall\omega\in\mathcal{W},\forall i\in\Omega_G,\forall t\in\mathcal{T} \tag{4e}$$

$$\bar{P}^{\mathrm{U}}_{\omega it}-P^{\mathrm{U}}_{\omega it}\le M(1-u^{\varphi,\max}_{\omega it}), \qquad \forall\omega\in\mathcal{W},\forall i\in\Omega_G,\forall t\in\mathcal{T} \tag{4f}$$

$$0\le\varphi^{\min}_{\omega it}\le M\cdot u^{\varphi,\min}_{\omega it}, \qquad \forall\omega\in\mathcal{W},\forall i\in\Omega_G,\forall t\in\mathcal{T} \tag{4g}$$

$$P^{\mathrm{U}}_{\omega it}\le M(1-u^{\varphi,\min}_{\omega it}), \qquad \forall\omega\in\mathcal{W},\forall i\in\Omega_G,\forall t\in\mathcal{T} \tag{4h}$$

$$0\le\eta^{\max}_{\omega it}\le M\cdot u^{\eta,\max}_{\omega it}, \qquad \forall\omega\in\mathcal{W},\forall i\in\Omega_G,\forall t\in\mathcal{T} \tag{4i}$$

$$\bar{P}^{\mathrm{D}}_{\omega it}-P^{\mathrm{D}}_{\omega it}\le M(1-u^{\eta,\max}_{\omega it}), \qquad \forall\omega\in\mathcal{W},\forall i\in\Omega_G,\forall t\in\mathcal{T} \tag{4j}$$

$$0\le\eta^{\min}_{\omega it}\le M\cdot u^{\eta,\min}_{\omega it}, \qquad \forall\omega\in\mathcal{W},\forall i\in\Omega_G,\forall t\in\mathcal{T} \tag{4k}$$

$$P^{\mathrm{D}}_{\omega it}\le M(1-u^{\eta,\min}_{\omega it}), \qquad \forall\omega\in\mathcal{W},\forall i\in\Omega_G,\forall t\in\mathcal{T} \tag{4l}$$

$$0\le\sigma^{\max}_{\omega t}\le M\cdot u^{\sigma,\max}_{\omega t}, \qquad \forall\omega\in\mathcal{W},\forall t\in\mathcal{T} \tag{4o}$$

$$P^{\mathrm{A,OF}}_{\omega t}-P^{\mathrm{A,B}}_{\omega t}\le M(1-u^{\sigma,\max}_{\omega t}), \qquad \forall\omega\in\mathcal{W},\forall t\in\mathcal{T} \tag{4p}$$

$$0 \leq \sigma_{\omega t}^{\text{min}} \leq M \cdot u_{\omega t}^{\sigma,\text{min}}, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(4q)}$$

$$P_{\omega t}^{\text{A,OF}} + P_{\omega t}^{\text{A,B}} \leq M(1 - u_{\omega t}^{\sigma,\text{min}}), \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(4r)}$$

$$u_{\omega it}^{\varphi,\text{max}}, u_{\omega it}^{\varphi,\text{min}}, u_{\omega it}^{\eta,\text{max}}, u_{\omega it}^{\eta,\text{min}}, u_{\omega t}^{\sigma,\text{max}}, u_{\omega t}^{\sigma,\text{min}} \in \{0,1\}, \quad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall i \in \Omega_G, \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(4s)}$$

Este problema MILP crece en tamaño de variables debido a la inclusión de las variables duales del problema inferior en forma explícita en la formulación, además de la utilización de nuevas variables binarias necesarias para la linealización de las restricciones de holguras complementarias. Para abordar el tamaño del programa matemático se utilizaron técnicas de clustering que permiten reducir la cantidad de escenarios a considerar, y de esta forma resolver el problema en tiempos razonables. En la sección 4.5.4 se analiza el detalle de los tiempos requeridos para la resolución de los casos de estudio analizados.

4. CASOS DE ESTUDIO: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Dada la forma del modelo presentado en la sección 3.2.5, este puede ser programado en un software comercial de optimización. Se simuló un agregador de DR participando en un sistema de potencia. Para realizar los casos de estudio, el modelo fue implementado en el lenguaje Xpress-Mosel de FICO® Xpress-Optimizer.

4.1. Datos de entrada

Los datos usados para los precios del mercado de DA y los requerimientos de balance para los casos de estudio fueron generados principalmente utilizando datos históricos de CAISO para el año 2014.

Se obtuvieron los precios de día anterior para la barra `MIDWAY_5_B1` que se asumió como barra representativa de todo el sistema[1].

Se usaron datos de demanda neta esperada para cada día del año 2014, para todo el sistema agregado de California operado por CAISO. Esta fue calculada para cada intervalo t como:

$$P_{\text{net}}^{\text{DA}} = P_{\text{dem}}^{\text{DA}} - P_{\text{S}}^{\text{DA}} - P_{\text{W}}^{\text{DA}}$$

donde $P_{\text{dem}}^{\text{DA}}$, P_{S}^{DA} y P_{W}^{DA} representan la demanda agregada esperada en MWh, la generación solar agregada esperada en MWh y la generación eólica agregada en MWh, respectivamente, para un día d pronosticadas el día anterior $d-1$. Este dato fue el que se utilizó como parámetro para la generación total programada para el día anterior por los generadores P_t^{S}.

De la misma forma se obtuvo el dato de demanda neta actual ocurrida en el día d. Restando los valores de demanda neta actual y la generación total programada se obtiene el desbalance de energía agregado para cada día d en el intervalo t.

[1] Si bien en la práctica no es sencillo encontrar una barra representativa dada las posibles limitaciones de transmisión, la barra `MIDWAY_5_B1` es utilizada como barra de referencia en el primer proceso de despeje del mercado de día anterior conocido como *Day-Ahead Market Power Mitigation* (MPM).

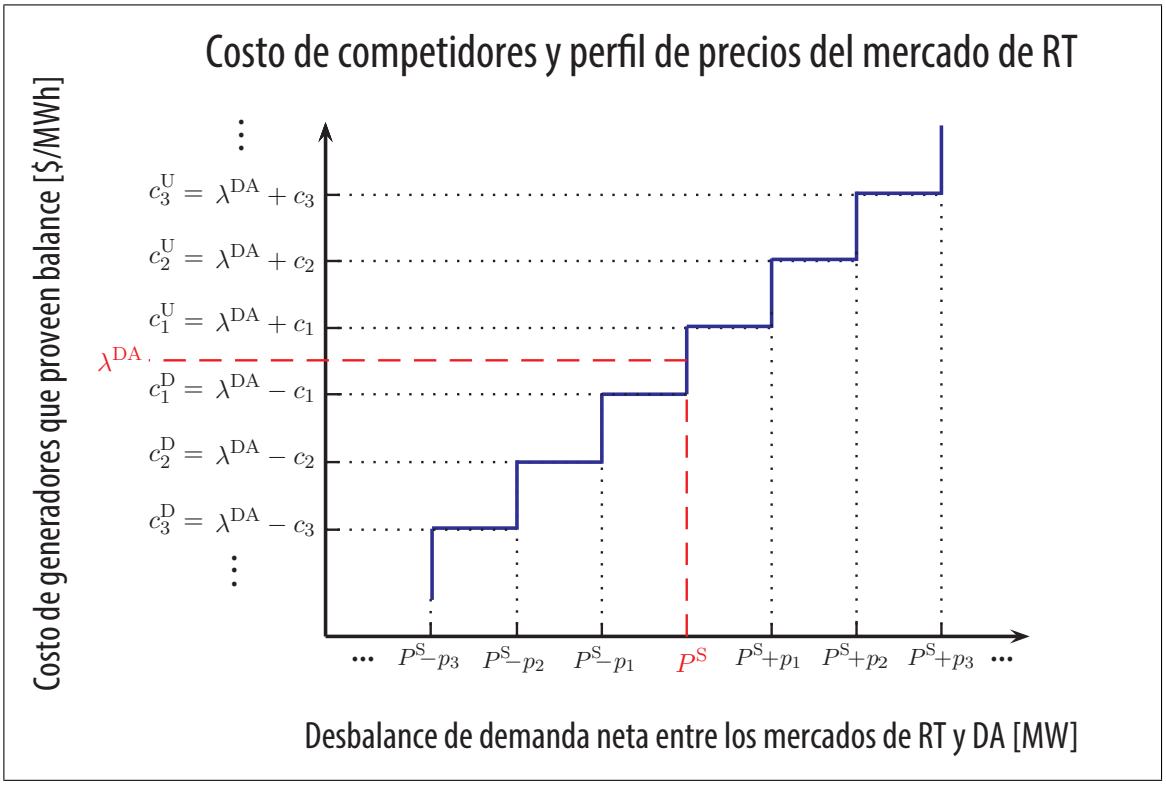

Figura 4.1. Perfil de costos de generadores en el mercado de tiempo real de acuerdo al desbalance y el precio del día anterior.

Parámetros utilizados por los contratos fueron seleccionados para los distintos casos de estudio para comparar el valor del recurso. Los parámetros para los generadores que pueden proveer balance como la máxima regulación hacia arriba o abajo, o el precio por proveer dicha regulación también fueron modificados según los casos de estudio, siguiendo un perfil como el mostrado en la Figura 4.1, que permite asegurar que $\lambda^B \geq \lambda^S$ en caso de requerirse regulación "hacia arriba" y $\lambda^B \leq \lambda^S$ para el caso de regulación "hacia abajo" (Morales et al., 2013).

4.2. Construcción de escenarios

Un aspecto relevante para determinar la operación del agregador es tener información para la incertidumbre a la que se ve sujeta. Para ello el agregador requiere escenarios posibles para el precio de la energía del mercado de día anterior y el requerimiento de balance

esperado para cada hora. El problema debe ser resuelto día a día, por lo que mientras mejor sea el pronóstico de esta incertidumbre, mejor es la posibilidad del agregador para usar de manera más eficiente sus recursos.

Como se desea resolver un día cualquiera (en forma general) se construyen escenarios de desbalance y precios del mercado de día anterior utilizando la información disponible de todo el año 2014.

4.2.1. Dynamic Time Warping

Dynamic Time Warping (DTW) es un algoritmo utilizado para medir la similitud entre 2 secuencias, que incluso pueden variar en velocidad y longitud. Esta técnica es normalmente utilizada para realizar *clustering* de series de tiempo, aunque tiene diversas aplicaciones como la detección de patrones en reconocimiento automático de palabras y detección *online* de firmas.

En términos sencillos, dadas dos secuencias (por ejemplo dos series de tiempo), el algoritmo busca generar un camino (denominado *Warping Path*) que alinee dichas secuencias dadas ciertas condiciones como restricciones de borde, de monotonía, de incremento individual, entre otras. La similitud o alineación puede calcularse utilizando una medida de costo local $c(x, y)$, normalmente la norma-1 $|x - y|$. El algoritmo, basado en programación dinámica, permite calcular en tiempos $O(N^2)$, donde N es el largo de la serie de tiempo, la alineación óptima y el costo total acumulado entre dichas secuencias (Müller, 2007). Mayores detalles del algoritmo son presentados en el Anexo A.

Para el caso de este trabajo, dadas las 365 series de tiempo (una para cada día del año) de desbalance se construye una matriz de 365×365 que relaciona la similitud entre cada día. Cada entrada (i, j) de la matriz contiene el costo total acumulado entre la serie de tiempo del día i y el día j obtenido del algoritmo de DTW. Notar que esta matriz es simétrica, pues la similitud entre (i, j) es la misma que (j, i). Además los elementos de la diagonal (i, i) son ceros, ya que no existe "distancia" entre dos series de tiempo iguales.

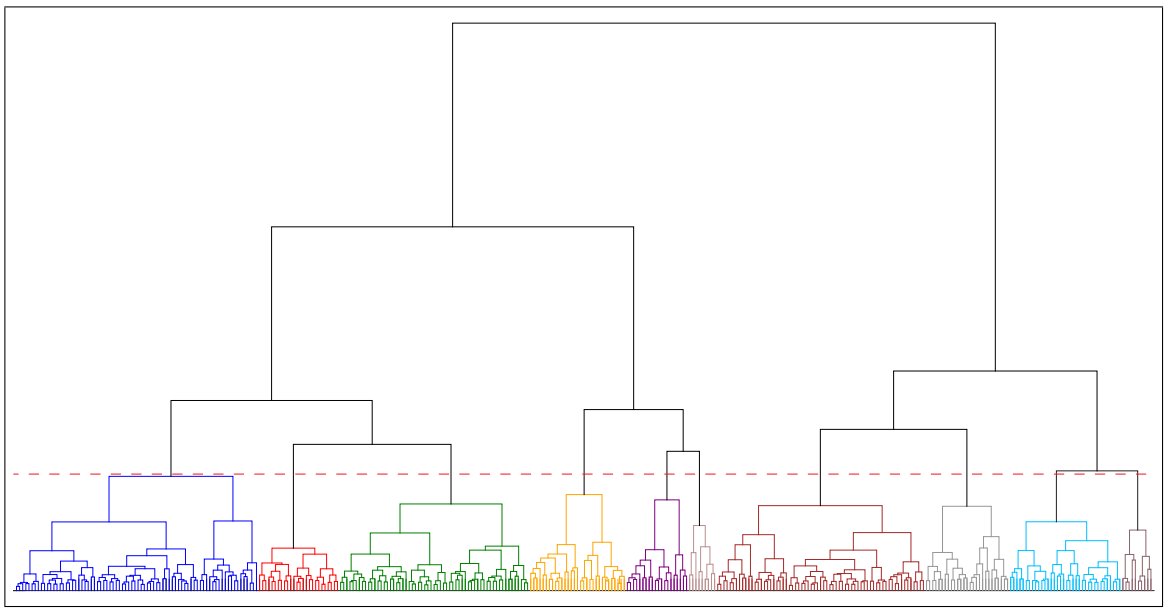

Figura 4.2. Dendrograma realizado para el caso de 365 días de desbalance.

Similarmente se construye la matriz para los precios de día anterior. Este algoritmo fue programado en MATLAB®.

4.2.2. Hierarchical Clustering

Una vez se tiene la relación entre cada serie de tiempo, es posible construir los escenarios utilizando una técnica de agrupamiento jerárquico aglomerativo (*agglomerative hierarchical clustering*), que comenzando con cada elemento en su propio grupo, los agrupa según una métrica establecida, normalmente la distancia euclidiana entre cada elemento. Una vez realizado el agrupamiento se puede realizar un corte que permite obtener los escenarios más representativos. En la Figura 4.2 se muestra el dendrograma con los 365 días y como fueron agrupados utilizando *clustering*. Además se muestra el corte realizado que permite formar los 10 clusters más representativos (representados por diferentes colores en la figura). Este algoritmo fue realizado utilizando MATLAB®.

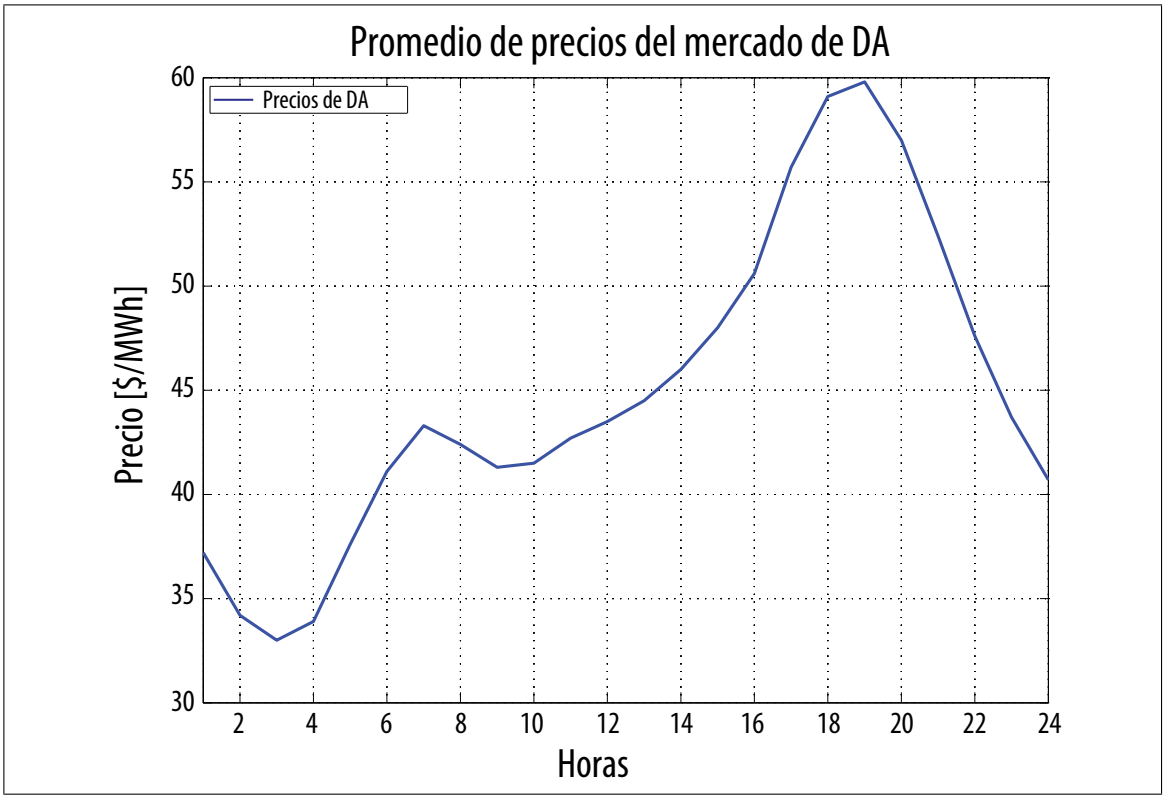

Figura 4.3. Escenario de precios del día anterior utilizado para el caso base.

4.2.3. Escenarios de los casos de estudio

Para los casos de estudio se utilizaron 10 escenarios de desbalance y 1 escenario de precios del día anterior. Para la construcción de cada escenario de desbalance se promedian las series de tiempo en cada *cluster*, y se obtiene la serie de tiempo representativa de cada *cluster*. La probabilidad de ocurrencia de cada uno de los escenarios ω construidos se calcula simplemente dividiendo la cantidad de series de tiempo de cada cluster por el total de series de tiempo, es decir,

$$\gamma_\omega = \frac{\#\text{ Series de tiempo en el cluster } \omega}{365}$$

En la Figura 4.3 se muestra el escenario de precios de día anterior utilizado mientras que en la Figura 4.4 se muestran los escenarios de desbalances utilizados para el caso base.

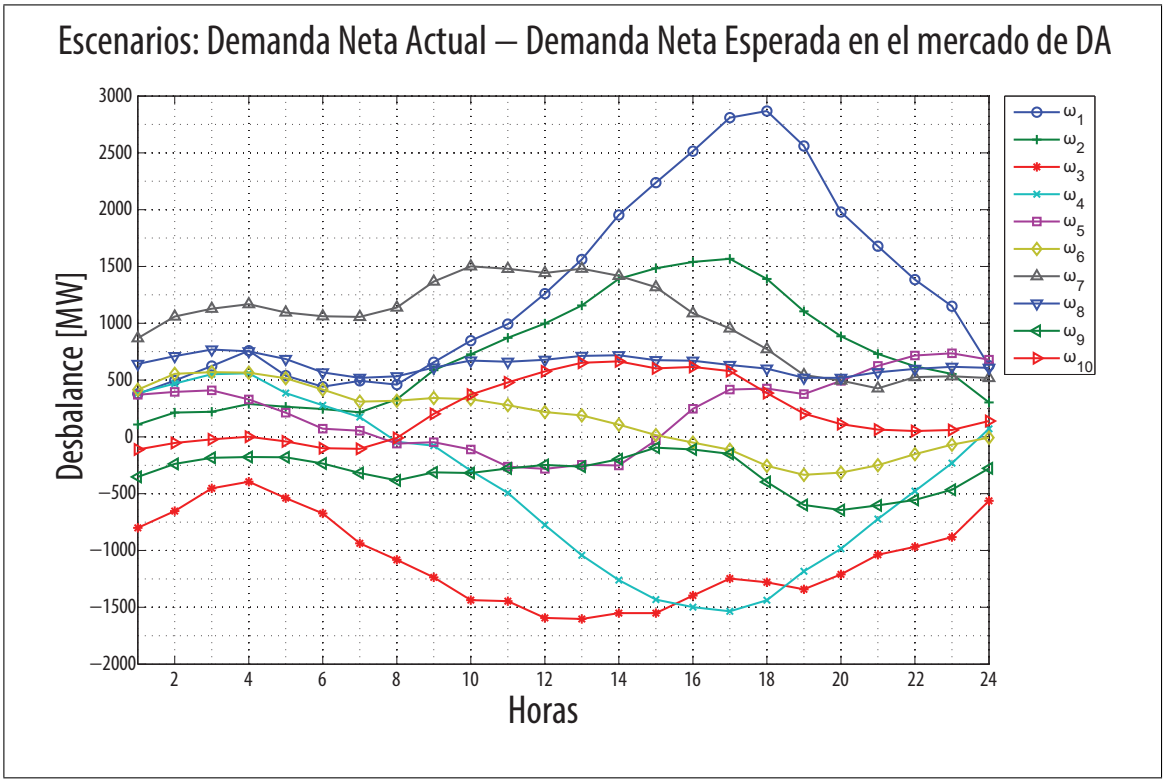

Figura 4.4. Escenarios de desbalances utilizados para el caso base.

4.3. Caso de Estudio 1: Entidad puramente financiera

En este caso de estudio se asume que el agregador puede estimar los precios del mercado de DA λ_t^S con alta precisión para cada hora (solo 1 escenario) y espera 10 escenarios diferentes de requerimientos de balance como fue mostrado en las Figuras 4.3 y 4.4. El objetivo de este estudio es determinar el valor de ser estratégico en el mercado de tiempo real sin poseer ninguna carga o contrato que servir (es decir, una entidad financiera). Los resultados muestran que el beneficio obtenido depende de los costos de los competidores y el tamaño del mercado de balance. En particular, dos casos fueron analizados basados en el perfil de los generadores de balance mostrados en la Figura 4.1:

- Alto costo de competidores: con $c_1 = 1$, $c_2 = 5$, $c_3 = 8$, $c_4 = 11$, $c_5 = 15$, $c_6 = 50$ \$/MW, $p_i = 350$ MW, $\forall i \neq 6$ y $p_6 = \infty$.

- Bajo costo de competidores: con $c_1 = 0{,}1$, $c_2 = 1$, $c_3 = 2$, $c_4 = 3$, $c_5 = 4$, $c_6 = 50$ \$/MW, $p_i = 350$ MW, $\forall i \neq 6$ y $p_6 = \infty$.

En el primer caso el agregador obtiene un beneficio de 17570.4\$ mientras que en el segundo caso 14016.7\$. Esto resultado es esperado debido a que el agregador es el único participante estratégico en el mercado de tiempo real, y a su vez es un tomador de precios en el de día-anterior. De esta forma el agregador siempre será la unidad marginal en el mercado de RT enviando una oferta igual al costo marginal del generador competidor que provee el último MW (i.e. el generador marginal). Esto implica que mientras mayor es la diferencia de precios entre los mercados de DA y RT (mayor el *spread*), mayores ingresos obtiene el agregador como entidad financiera. Los valores obtenidos como entidad financiera en este caso de estudio se descontarán en los siguientes casos cuando se obtenga el valor del recurso de DR.

En este problema el sistema tiene un promedio absoluto ponderado de 516.63 MW de desbalance por hora entre el mercado de DA y RT, por lo que en promedio el agregador está obteniendo 34 \$/MW en el caso de alto costo de competidores, y 27.1 \$/MW en el de bajo costo de competidores.

4.4. Caso de Estudio 2: Caso Base

Los datos utilizados para los precios del día-anterior, los escenarios de desbalance y el costo de competidores son los mismos que los usados en el Caso de Estudio 1. Los datos de los contratos se presentan el Tabla 4.1 con $\mathcal{T}_c = \mathcal{T}$ para todos los contratos y un perfil de carga fija (*Fixed Load profile*) que correlaciona perfectamente con los precios del día-anterior y tiene un total de energía de 4307.2 MWh en el día. En este caso los contratos DDL representan un 5.6 % del total de la energía diaria, mientras que el máximo desprendimiento de carga asociado a los contratos LC representa alrededor de un 5.3 % del total de la energía usada en el día.

Tabla 4.1. Datos de los contratos LC y DDL

Contrato	$q_c^{\text{LC,min}}$	$q_c^{\text{LC,max}}$	MN_c^{LC}	Contrato	q_c^{DDL}	TH_c
LC-DA 1	15	40	1	DDL-DA 1	40	1
LC-DA 2	10	50	1	DDL-DA 2	50	1
LC-DA 3	20	30	1	DDL-DA 3	25	1
LC-B 1	15	40	1	DDL-B 1	40	1
LC-B 2	10	50	1	DDL-B 2	50	1
LC-B 3	20	30	1	DDL-B 3	50	1

4.4.1. Uso de los contratos de día-anterior

Los contratos de DA requieren anunciarse entre 12 a 24 horas de anticipación a los consumidores, por lo que el uso de estos contratos debe fijarse para todos los escenarios. En la solución se observa que estos contratos son despachados según el precio esperado del mercado de día-anterior. Esto significa que los contratos LC-DA son utilizados en las horas en que el precio de DA de la energía es mayor, mientras que los contratos DDL-DA son usados cuando el precio es menor.

Como es de esperar, los resultados muestran que el máximo desprendimiento posible de 120 (40+50+30) MW es usado en la hora 19, cuando el precio de DA son máximos, mientras que las cargas despachables asociadas a los contratos DDL de 115 (40+50+25) MW son usadas en la hora 3, cuando el precio de DA es mínimo (ver Figura 4.3).

4.4.2. Uso de los contratos de balance

Dado que los contratos de balance requieren anunciarse “justo a tiempo”, estos pueden despacharse en forma distinta en cada escenario (se consideran como variables de segunda etapa), lo que ofrecen flexibilidad adicional a la operación del agregador. El agregador puede modificar su demanda basado en los precios del mercado de DA, ubicando contratos LC en las horas más caras y contratos DDL en las horas más baratas, pero además puede utilizar los contratos para proveer balance. Esto es realizado manejando los contratos LC o DDL para proveer regulación “hacia arriba” o “hacia abajo” de acuerdo a cuanta energía fue comprada en el mercado de DA.

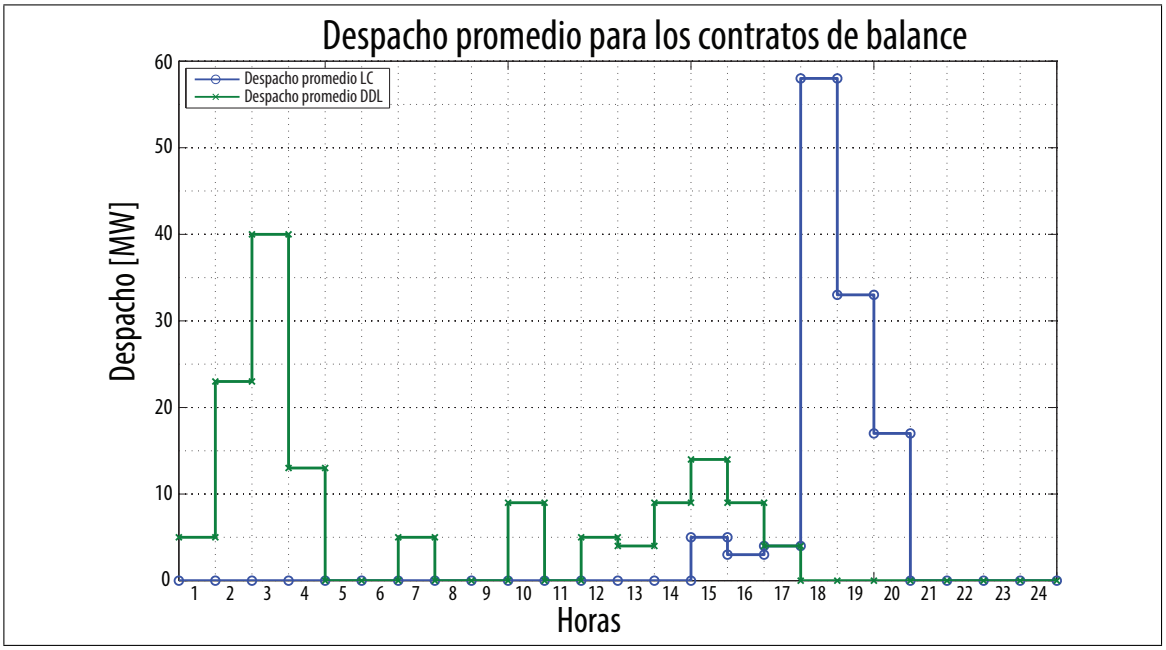

Figura 4.5. Despacho promedio para los contratos LC-B y DDL-B.

Los resultados en el uso de este tipo de contratos muestran una combinación de ambos mecanismos, en donde los contratos DDL son despachados durante horas de precios bajos de DA, y los contratos de LC en horas de altos precios; sin embargo, estos no son las horas con mayor y menor precio necesariamente. Esto se explica dado que el agregador utiliza estos contratos para ajustar su perfil de demanda en tiempo real para capturar beneficios en el mercado de balance.

El despacho promedio para los contratos de balance $\left(\frac{1}{10}\sum_{\omega} P_{\omega t}^{\mathrm{LC,B}}\right.$ y $\left.\frac{1}{10}\sum_{\omega} P_{\omega t}^{\mathrm{DDL,B}}\right)$ se muestra en la Figura 4.5, donde se observa como los contratos DDL-B son usados en las horas de bajos precios de DA, mientras que los contratos LC son despachados en las horas de precios altos.

4.4.3. Valor de anunciar la ejecución de contratos en el corto plazo o con anticipación

En el problema de optimización formulado, los ingresos que obtiene el agregador por vender energía a sus usuarios finales no son considerados. Si el agregador decidiera servir todas sus Cargas Fijas (4307.2 MWh/día) comprando la energía en el mercado de DA, su

costo promedio sería de 46.1 $/MWh. Este costo promedio será utilizado como valor de referencia para comparar resultados.

Para estimar el valor de los contratos que requieren un anuncio “justo a tiempo” con aquellos que requieren entre 12 a 24 horas de anuncio para su ejecución, se analizaron 2 casos:

- 255 MWh en 6 contratos DDL-DA con notificación de día anterior (variables de primera etapa) y sin contratos LC.
- 255 MWh en 6 contratos DDL-B, con notificación “justo a tiempo” (variables de segunda etapa) y sin contratos LC.

En ambos casos los contratos cuentan con las mismas características de los presentados en la Tabla 4.1. Los resultados muestran un costo promedio de ejecutar contratos DDL para el agregador de 27.27 $/MWh para los contratos con notificación “justo a tiempo”, y 33.32 $/MWh para contratos con aviso de día anterior. Así, en este caso el valor de notificar en el corto plazo es 6.05 $/MWh mayor que avisar con un día de anticipación. De esta forma el agregador obtiene una reducción de 27.76 % en su costo promedio que puede utilizar para incentivar la participación en contratos DDL-DA, mientras que obtiene un 40.88 % de reducción para motivar la participación en contratos DDL-B.

El mismo caso es analizado para los contratos LC, con un escenario de 240 MWh en 6 contratos de notificación “justo a tiempo”, y otro caso con los mismos contratos pero que requieren notificación de 24 horas. La simulación muestra que el agregador percibe ahorros de 17.55 $/MWh y 13.54 $/MWh para los contratos de notificación de corto plazo y largo plazo respectivamente. Estos ahorros representan un 38 % y un 29.4 % del costo promedio del agregador.

Es importante señalar que este ahorro es en adición de no tener que pagar la energía que fue desprendida. Es decir, los usuarios finales que participan en contratos LC pueden reducir su cuenta de electricidad al disminuir su consumo, y además recibir un incentivo por participar en este programa de DR.

4.5. Caso de Estudio 3: Contrato de Energía

Este caso de estudio es usado para comparar el uso de contratos discretos contra un contrato continuo de energía con el mismo volumen total. Para ello se reemplazan las ecuaciones (2c) por las siguientes ecuaciones:

$$P_{\omega t}^{\text{DDL}} = P_t^{\text{DDL,DA}} + P_{\omega t}^{\text{DDL,B}}, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \tag{2c-I}$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} P_t^{\text{DDL,DA}} = \bar{E}^{\text{DDL,DA}}, \tag{2c-II}$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} P_{\omega t}^{\text{DDL,B}} = \bar{E}^{\text{DDL,B}}, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W} \tag{2c-III}$$

$$P_{\omega t}^{\text{LC}} = P_t^{\text{LC,DA}} + P_{\omega t}^{\text{LC,B}}, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \tag{2c-IV}$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} P_t^{\text{LC,DA}} = \bar{E}^{\text{LC,DA}}, \tag{2c-V}$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} P_{\omega t}^{\text{LC,B}} = \bar{E}^{\text{LC,B}}, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W} \tag{2c-VI}$$

$$P_t^{\text{DDL,DA}}, P_{\omega t}^{\text{DDL,B}}, P_t^{\text{LC,DA}}, P_{\omega t}^{\text{LC,B}} \geq 0, \qquad \forall \omega \in \mathcal{W}, \forall t \in \mathcal{T} \tag{2c-VII}$$

En este contrato el total de la energía puede repartirse como se desee, sin restricciones específicas asociadas a la potencia o el total de horas que debe ser despachado, y donde el único requerimiento es cumplir con el total de energía del contrato durante el día.

Nuevos parámetros deben ser definidos, donde $\bar{E}^{\text{DDL,DA}}$ representa toda la energía despachable a utilizar que debe ser anunciada con más de 24 horas de anticipación (variables de primera etapa) y $\bar{E}^{\text{DDL,B}}$ representa toda la energía despachable a utilizar con anuncio de corto plazo (variables de segunda etapa). Las parámetros $\bar{E}^{\text{LC,DA}}$ y $\bar{E}^{\text{LC,B}}$ son equivalentes a los definidos previamente pero referidos al desprendimiento de carga.

4.5.1. Comparación con el caso base

En este caso se compara con los 6 contratos discretos DDL mostrados en la Tabla 4.1 contra el nuevo problema con los parámetros $\bar{E}^{\text{DDL,DA}} = 115$ MWh y $\bar{E}^{\text{DDL,B}} = 140$ MWh

(es decir la misma energía total) y sin considerar contratos LC. Se utiliza el caso con alto costo de los competidores.

Los resultados muestran que en el caso de contratos de día-anterior, tener mayor granularidad en despachar energía pero anunciándola con más de 24 horas no hace mayor diferencia. Esto se debe a que en ambos casos toda la energía es ubicada en la hora donde el precio de día anterior es mínimo. Sin embargo, si existe diferencia al tener mayor granularidad en los contratos con notificación "justo a tiempo". Por ejemplo en este caso al tener un continuo de contratos, el valor del recurso DDL es 1.53 $/MWh mayor que en el caso de contratos discreto. Este valor representa un **3.33 %** de el costo promedio.

Estos resultados sirven para ilustrar que tener cargas distribuidas, como consumos residenciales, para ser despachadas puede tener un mayor valor para el agregador que una gran carga de mayor tamaño, como un consumo industrial. Pero se debe tener en consideración los supuestos usados en este problema, como los costos nulos asociados al control y monitoreo de las cargas distribuidas, o bien que no existan costos asociados a la necesidad de establecer contratos con una mayor cantidad de usuarios finales. Si estos costos no pueden ser despreciados, entonces no es posible concluir que siempre existe un mayor valor para el agregador en tener pequeños consumos distribuidos que grandes consumidores industriales y comerciales con contratos de DR.

4.5.2. Valor incremental de los recursos de DDL y LC

Utilizando la formulación de contrato de energía es más sencillo mostrar el valor de incrementar la flexibilidad del agregador. Para ello analizamos los siguientes casos:

- Se modifica la proporción de cargas despachables, incrementando el valor de $\bar{E}^{\mathrm{DDL,DA}}$ y $\bar{E}^{\mathrm{DDL,B}}$ en la misma proporción (50 % cada una) y reduciendo el total de energía de cargas fijas (sin modificar el perfil manteniendo la correlación con los precios de DA) de tal forma de asegurar que la energía total (FL + DDL) sea la misma en cada problema.

- Mismo caso para los contratos de LC, incrementando el valor de $\bar{E}^{\mathrm{LC,DA}}$ y $\bar{E}^{\mathrm{LC,B}}$ en la misma proporción. En este caso se mantiene el total de energía de las cargas fijas (4307.2 MWh).

Resultados para los ingresos totales con recursos LC y DDL, considerando altos y bajos costos de competidores, son presentados en la Figura 4.6.

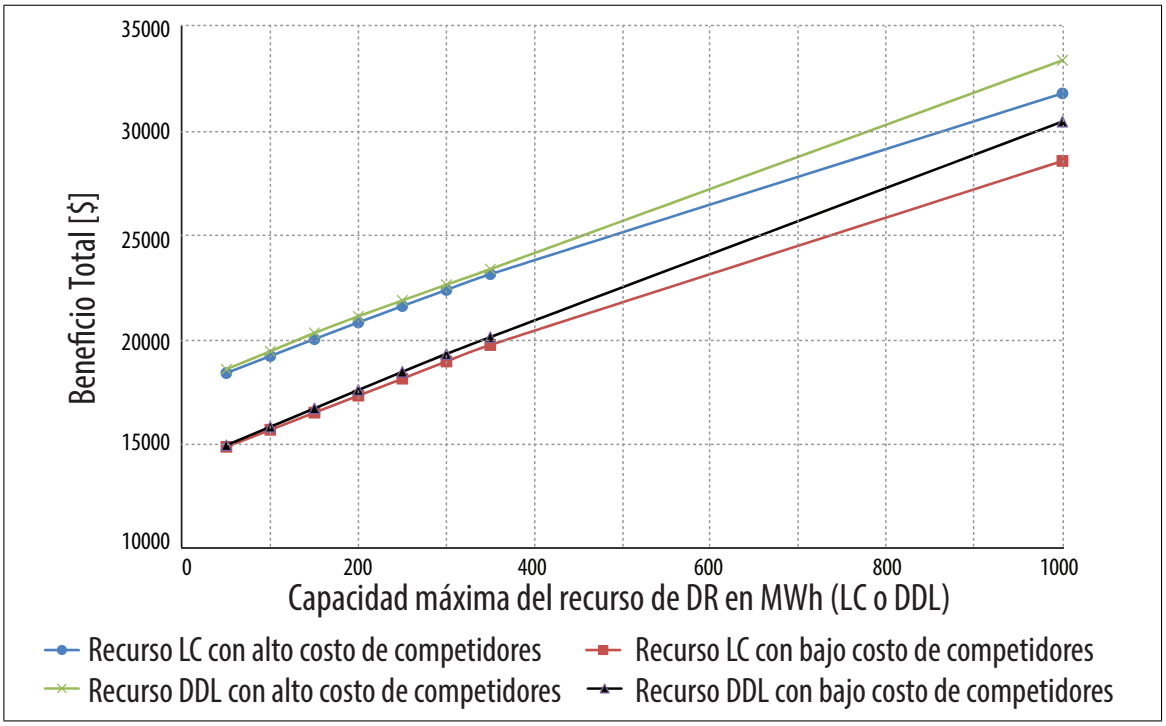

Figura 4.6. Ingresos totales para el agregador al incrementar el recurso de DR.

En esta figura se asume que la energía despachada con contratos DDL se vende al costo promedio. Como es esperado, el agregador obtiene mayores ingresos en el caso con competidores con alto costo, ya que al ser una entidad estratégica en el mercado de RT su oferta será igual a la unidad generadora marginal, y en este caso será mayor.

Para poder estimar el valor por MWh del recurso DR, se sustrae los ingresos obtenidos por el caso de la entidad puramente financiera (Caso de Estudio 1) al beneficio obtenido en este caso de estudio. Esto se muestra en la Figura 4.7. Notar que los resultados mostrados

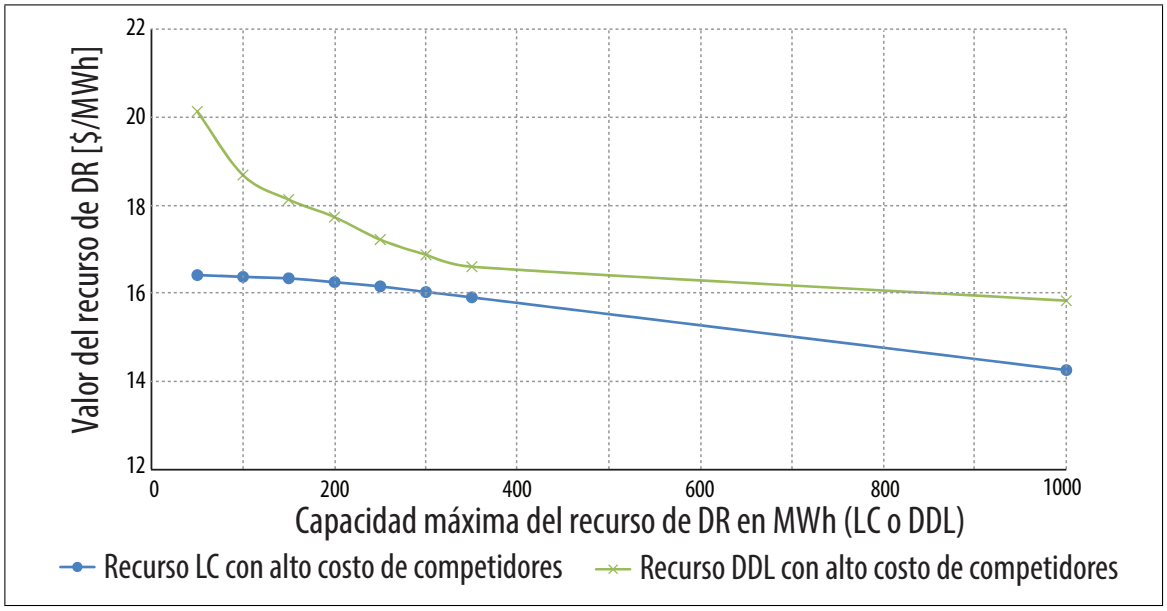

Figura 4.7. Valor del recurso de DR sobre la tarifa base.

son una aproximación, en el sentido que al tener un mayor volumen de contratos flexibles, las ofertas del agregador se modifican y de esta forma su operación estratégica en el mercado de RT; sin embargo, es útil para obtener una estimación en la utilidad marginal del agregador debido a su recurso DR.

Por una parte, el valor de DR para el recurso LC representa el ahorro operacional por MWh debido al uso de estos contratos. Este ahorro puede ser utilizado para incentivar la participación de los consumidores en este tipo de programas. Por otra parte, el valor de DR para el recurso DDL representa el ahorro del agregador con respecto al costo promedio, y que puede utilizar para promover la participación de los consumidores. Estos valores van desde un **30.87 %** hasta un **35.57 %** del costo promedio dependiendo del total del recurso LC del agregador. Mientras que para el recurso DDL, estos descuentos van desde un **34.31 %** hasta un **43.65 %** del costo promedio dependiendo del volumen de recursos DDL del agregador.

4.5.3. Resumen de Resultados

En la Tabla 4.2 se muestran los principales resultados ya presentados asociados a los diferentes casos de estudio.

Tabla 4.2. Resultados principales para los diferentes casos de estudio.

Caso de Estudio 1: Ingresos por MW de desbalance	Alto costo de competidores: 34 $/MW	Bajo costo de competidores: 27.1 $/MW
Caso de Estudio 2: Reducción sobre la tarifa base	Contratos DDL-DA: 27.76 %	Contratos DDL-B: 40.88 %
Caso de Estudio 2: Incentivo sobre la tarifa base	Contratos LC-DA: 29.4 %	Contratos LC-B: 38 %
Caso de Estudio 3: Beneficio de mayor granularidad en los contratos	Contratos DDL: 3.33 %	Contratos LC: 1.53 %
Caso de Estudio 3: Rango de reducción o incentivos sobre la tarifa base	Contratos DDL: 34.31 % - 43.65 %	Contratos LC: 30.87 % - 35.57 %

4.5.4. Aspectos computacionales

Todos los problemas de optimización presentados fueron resueltos utilizando Xpress 7.8 en un servidor con Ubuntu que cuenta con 12 procesadores a 2.6 GHz. El tiempo promedio para resolver los problemas con 12 escenarios y 12 contratos fue alrededor de 1400 segundos con un MIPGAP de 0.1 %. Los problemas que utilizaban contratos continuos con 10 escenarios demoraron alrededor de 90 segundos para ser resueltos con un

MIPGAP de 0.1 %. Dado que este problema necesita ser resuelto el día anterior, el tiempo computacional no es un aspecto crítico, como problemas de control en tiempo real.

Los principales factores que influyen en el tiempo de computación son las variables binarias dadas por los contratos y las variables binarias que son necesarias para linealizar las condiciones de holgura complementaria. Estas últimas escalan con el número de escenarios, por lo que técnicas de reducción de escenarios son relevantes para resolver el problema más rápido.

5. CONCLUSIONES

La creciente preocupación por el cambio climático en el mundo está modificando la estructura tradicional de los sistemas eléctricos incrementando la instalación de recursos renovables variables como el eólico y solar, y con esto la necesidad de reservas. Es en este contexto donde la inclusión de nuevos participantes y recursos en los mercados de balance puede ser esencial para mejorar el desempeño del sistema. Este trabajo permite entender como la inclusión de un nuevo participante, el agregador de DR, puede participar en mercados competitivos y dar valor a los recursos que posee.

En este trabajo de investigación se desarrolló un modelo de operación para un agregador de DR que participa en mercados eléctricos, utilizando un problema de optimización bi-nivel y diversos contratos para modelar la interacción con otros participantes.

El modelo implementado permite la participación del agregador en dos mercados eléctricos distintos, el de día anterior y el de tiempo real, con diferentes características. Además la interacción con sus consumidores finales se basa en la utilización de diversos contratos de energía que le permiten tener flexibilidad para participar en los mercados de energía.

Para modelar la incertidumbre que enfrenta el agregador se utilizaron técnicas de reducción de escenarios para modelar los precios esperados y el desbalance de energía entre los mercados para el día siguiente, y de esta forma obtener estimados para un día cualquiera del año.

Con lo anterior mencionado, utilizando las condiciones de KKT, el problema bi-nivel puede ser transformado a un programa lineal entero mixto (MILP) que fue implementado en el software de optimización comercial FICO® Xpress.

Utilizando datos de entrada del sistema eléctrico de California CAISO, se presentaron ejemplos con diversos casos de estudio que permitieron obtener tendencias del valor del recurso de DR en este tipo de mercados. Se mostró que el agregador puede utilizar

descuentos y recompensas para incentivar la participación de los consumidores finales en diferentes contratos de respuesta de demanda. Además se observó que la diferencia en los tiempos de notificación y la granularidad de los contratos pueden ser importantes en el valor del recurso de DR, generando diferencias en el valor de hasta un 13.1 % y 3.3 % respectivamente, referidos a un costo promedio.

Finalmente, es de esperar que este trabajo sirva de base para continuar con la investigación asociada a la participación de agregadores en mercados eléctricos. Analizar otras perspectivas referidas al comportamiento de los usuarios, como el impacto en su comodidad o la posibilidad de rechazar contratos, y a su vez modificar la forma de participar en los diferentes mercados son temas posibles para análisis en el futuro. Uno de estos temas, que ya se encuentra en estado de avance, se presenta brevemente en el siguiente Capítulo 6.

6. TRABAJO FUTURO

El trabajo presentado en esta tesis se aborda principalmente desde la perspectiva del agregador. Se asume la existencia de contratos pre-definidos y lo que se busca entender es como el poseer estos recursos le entregan una flexibilidad al participar en mercados eléctricos que permiten darle valor a la respuesta de demanda.

Un aspecto que se busca analizar es el comportamiento de los usuarios frente a la ejecución de diversos contratos. Para ello, gracias al trabajo del alumno de intercambio Florian Salah del Instituto de Sistemas de Información y Marketing del Instituto Tecnológico de Karlsruhe (KIT), y parte del grupo de investigación Energy Optimization, Control and Markets, de la Pontificia Universidad Católica de Chile, se busca considerar en el modelo el comportamiento y características de los consumidores finales.

Para ello se asume que las decisiones estratégicas de los consumidores pueden ser modeladas utilizando una teoría denominada *Satisficing* (Satisfacción). Esta teoría introducida por Herbert A. Simon en 1956 permite formular el problema de los consumidores utilizando solamente restricciones lineales (Simon, 1956). Esta teoría es un tipo de heurística utilizada para resolver el problema de bienestar de los consumidores (*consumer welfare problem*). En vez de maximizar la función objetivo de cada consumidor, esta es reemplazada por una restricción asociada a la aspiración de cada consumidor, que puede ser diferente para cada uno de ellos. La idea detrás de este enfoque se debe a que usualmente los consumidores no tienen la información o el tiempo necesario para maximizar su beneficio, y por ende deciden una solución que simplemente exceda sus niveles de aspiración.

De esta forma, un nuevo problema puede ser construido reemplazando las ecuaciones (2c) por las restricciones asociadas a la aspiración de cada usuario. A modo de ejemplo para presentar el problema se presenta el caso de reemplazar los contratos de *Duration Differentiated Loads* por diferentes consumidores que pueden decidir un contrato propuesto por el agregador a sus propias cargas despachables. Si definimos $\mathcal{C}$ como el conjunto de

todos los consumidores, la restricción para este problema puede ser formulada como:

$$\rho^d \cdot d_c + \rho^\tau \cdot \tau_c - (U_c^d \cdot d_c + U_c^\tau \cdot \tau_c^2) \geq d_c \cdot A_c, \qquad \forall c \in \mathcal{C}$$

Los términos positivos del lado izquierdo representan el beneficio obtenido por el consumidor si firma el contrato. La variable ρ^d representa la prima que el agregador esta dispuesto a pagar a los consumidores para entrar al contrato, mientras que d_c es una variable binaria que determina si decide o no firmar el contrato (asociada a cada consumidor c). Por otro lado la variable τ_c define la ventana de tiempo que un usuario está dispuesto a mover una carga de su despacho original (o pensado), y ρ^τ representa la prima que el agregador esta dispuesto a pagar (por unidad de tiempo) por tener una mayor ventana disponible para desplazar las diferentes cargas de cada consumidor.

Los términos negativos de la izquierda representan la desutilidad de cada consumidor en caso de firmar el contrato con el agregador. El parámetro U_c^d representa la desutilidad por firmar el contrato, mientras que la constante U_c^τ es usada para evaluar la disconformidad asociada a una mayor ventana de tiempo para desplazar la carga (en este caso como término cuadrático).

Finalmente el parámetro A_c es utilizado para representar la aspiración asociada a cada consumidor. La inecuación presentada implica que un usuario solo firmará un contrato en el caso que la utilidad total (primas menos desutilidades) sea mayor que la aspiración de dicho consumidor.

Notar que diversas condiciones asociadas al espacio factible deben hacerse para darle sentido al problema. Por ejemplo restricciones que impiden fijar la ventana de tiempo si no se ha firmado un contrato, o ecuaciones que impidan despachar la energía fuera de los tiempos permitidos deben incluirse para que el agregador decida correctamente qué primas elegir para maximizar sus ingresos totales. Además notar que existe multiplicación de variables, por lo que deben aplicarse técnicas para construir un problema MILP que pueda ser resuelto utilizando *solvers* comerciales.

BIBLIOGRAFÍA

Agnetis, A., de Pascale, G., Detti, P., y Vicino, A. (2013, Dec). Load scheduling for household energy consumption optimization. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *4*(4), 2364-2373.

Albadi, M. H., y El-Saadany, E. F. (2007, June). Demand response in electricity markets: An overview. En *Power Engineering Society General Meeting, 2007 IEEE* (p. 1-5).

Baringo, L., y Conejo, A. (2013, Nov). Strategic offering for a wind power producer. *IEEE Transactions on Power Systems*, *28*(4), 4645-4654.

Boyd, S., y Vandenberghe, L. (2004). *Convex optimization*. Cambridge University Press.

Bozchalui, M. C., Hashmi, S. A., Hassen, H., Cañizares, C. A., y Bhattacharya, K. (2012, Dec). Optimal operation of residential energy hubs in smart grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *3*(4), 1755-1766.

Darby, S. J. (2012). Load management at home: advantages and drawbacks of some "active demand side" options. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*.

Deng, R., Yang, Z., Chow, M. Y., y Chen, J. (2015, June). A survey on demand response in smart grids: Mathematical models and approaches. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, *11*(3), 570-582.

FICO Xpress Optimization Suite. (2015). *version 7.8*. San Jose, California: Fair Isaac Corporation.

Fortuny-Amat, J., y McCarl, B. (1981). A representation and economic interpretation of a two-level programming problem. *Journal of the operational Research Society*, 783–792.

Gittins, J., Glazebrook, K., y Weber, R. (2011). *Multi-armed bandit allocation indices* (2.ª ed.). New Jersey, USA: John Wiley & Sons.

Gkatzikis, L., Koutsopoulos, I., y Salonidis, T. (2013, July). The role of aggregators in smart grid demand response markets. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, *31*(7), 1247-1257.

Holttinen, H., Tuohy, A., Milligan, M., Lannoye, E., Silva, V., Müller, S., y Söder, L. (2013, Nov). The Flexibility Workout: Managing Variable Resources and Assessing the Need for Power System Modification. *IEEE Power and Energy Magazine*, *11*(6), 53-62.

Kalathil, D., y Rajagopal, R. (2015, Sept). Online learning for demand response. En *2015 53rd Annual Allerton Conference on Communication, Control, and Computing (Allerton)* (p. 218-222).

Kirschen, D. S., Rosso, A., Ma, J., y Ochoa, L. F. (2012, July). Flexibility from the demand side. En *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE* (p. 1-6).

Ma, O., Alkadi, N., Cappers, P., Denholm, P., Dudley, J., Goli, S., ... otros (2013). Demand response for ancillary services. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *4*(4), 1988–1995.

MarketWatch. (2016). *Restore recognised as a european leader in demand response.* Descargado 2016-4-19, de `http://www.marketwatch.com/story/restore-recognised-as-a-european-leader-in-demand-response-2016-03-15-7203318`

MATLAB. (2013). *version 8.1.0.604 (r2013a)*. Natick, Massachusetts: The Mathworks, Inc.

Morales, J. M., Conejo, A. J., Madsen, H., Pinson, P., y Zugno, M. (2013). *Integrating renewables in electricity markets: Operational problems (international series in operations research & management science)* (2014.ª ed.). Springer.

Müller, M. (2007). *Information Retrieval for Music and Motion*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

Nayyar, A., Negrete-Pincetic, M., Poolla, K., y Varaiya, P. (2016, June). Duration-differentiated energy services with a continuum of loads. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, *3*(2), 182-191.

Negnevitsky, M., Nguyen, T., y de Groot, M. (2010, July). Novel business models for demand response exchange. En *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE* (p. 1-7).

Nguyen, D. T., Negnevitsky, M., y de Groot, M. (2011, Aug). Pool-based demand response exchange – concept and modeling. *IEEE Transactions on Power Systems*, *26*(3), 1677-1685.

Nguyen, D. T., Negnevitsky, M., y de Groot, M. (2013, Dec). Market-based demand response scheduling in a deregulated environment. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *4*(4), 1948-1956.

Oasis CAISO. (2016). Descargado de `http://oasis.caiso.com`

Papaefthymiou, G., Grave, K., y Dragoon, K. (2014). *Flexibility options in electricity systems* (Inf. Téc.). ECOFYS.

Parvania, M., Fotuhi-Firuzabad, M., y Shahidehpour, M. (2013, Dec). Optimal demand response aggregation in wholesale electricity markets. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *4*(4), 1957-1965.

Parvania, M., Fotuhi-Firuzabad, M., y Shahidehpour, M. (2014, Nov). ISO's optimal strategies for scheduling the hourly demand response in day-ahead markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, *29*(6), 2636-2645.

Perez-Arriaga, I. J., Batlle, C., y cols. (2012). Impacts of intermittent renewables on electricity generation system operation. *Economics of Energy & Environmental Policy*, *1*(2).

The power of transformation: Wind, sun and the economics of flexible power systems (Inf. Téc.). (2014). International Energy Agency.

Renaud, J. (2014, July). Implementation of demand response in different countries. En *ESAP Expert Workshop II: Demand Response, 2014 IEA*.

Shi, W., Li, N., Xie, X., Chu, C.-C., y Gadh, R. (2014, July). Optimal residential demand response in distribution networks. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, *32*(7), 1441-1450.

Simon, H. A. (1956). Rational choice and the structure of the environment. *Psychological review*, *63*(2), 129.

Smart grid – roadmap and architecture (Inf. Téc.). (2010). CAISO.

Taylor, J. A., y Mathieu, J. L. (2014, May). Index policies for demand response. *IEEE Transactions on Power Systems*, *29*(3), 1287-1295.

Technology roadmap: Smart grids (Inf. Téc.). (2011). International Energy Agency.

Vardakas, J. S., Zorba, N., y Verikoukis, C. V. (2015, Firstquarter). A survey on demand response programs in smart grids: Pricing methods and optimization algorithms. *IEEE Communications Surveys Tutorials*, *17*(1), 152-178.

Wang, Q., Liu, M., y Mathieu, J. L. (2014, Nov). Adaptive demand response: Online learning of restless and controlled bandits. En *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2014 IEEE International Conference on* (p. 752-757).

Zhang, Q., y Li, J. (2012, May). Demand response in electricity markets: A review. En *2012 9th International Conference on the European Energy Market* (p. 1-8).

ANEXOS

A. CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS

En este anexo se presenta en forma más detallada el algoritmo de Dynamic Time Warping (DTW) y los clusters formados para los casos de estudios presentados en este trabajo.

A.1. Dynamic Time Warping

El objetivo principal del DTW es comparar dos secuencias (y en nuestro caso particular series de tiempo). Consideremos dos secuencias $X = (x_1, x_2, \ldots, x_n, \ldots, x_N)$ de largo N e $Y = (y_1, y_2, \ldots, y_m, \ldots, y_M)$ de largo M. Para comparar las secuencias, una medida de costo local debe ser utilizada, y en el caso del algoritmo utilizado en esta tesis, se utilizó la norma-1. Es decir la distancia entre dos puntos de cada secuencia puede calcularse como:

$$c(x_n, y_m) = |x_n - y_m|$$

Utilizando esta función de costos es posible construir una matriz de costos $C \in \mathbb{R}^{N \times M}$ donde cada entrada de dicha matriz esta definida como $C(n, m) = c(x_n, y_m)$. De esta forma el objetivo del algoritmo es encontrar una alineación entre X e Y de tal forma de obtener el mínimo costo total, calculado como la suma de todos los costos locales por donde se recorre el camino que alinea las dos secuencias.

Se define un *warping path* como una secuencia $p = (p_1, \ldots, p_L)$ donde $p_\ell = (n_\ell, m_\ell) \in [1 : N] \times [1 : M]$ para $\ell \in [1 : L]$ que satisface las siguientes condiciones:

i. **Condición de borde:** $p_1 = (1, 1)$ y $p_L = (N, M)$. Esto quiere decir que el camino debe empezar en la esquina inferior izquierda y terminar en la esquina superior derecha, obligando al camino a alinear los puntos iniciales y finales.

ii. **Monotonicidad:** $n_1 \leq n_2 \leq \cdots \leq n_L$ y $m_1 \leq m_2 \leq \cdots \leq m_L$. Esta condición asegura que el camino no retroceda en el tiempo, y de esta forma garantiza que ciertas características de las secuencias no se repitan (por ejemplo alineando dos valles de la secuencia X con solo 1 valle de la secuencia Y).

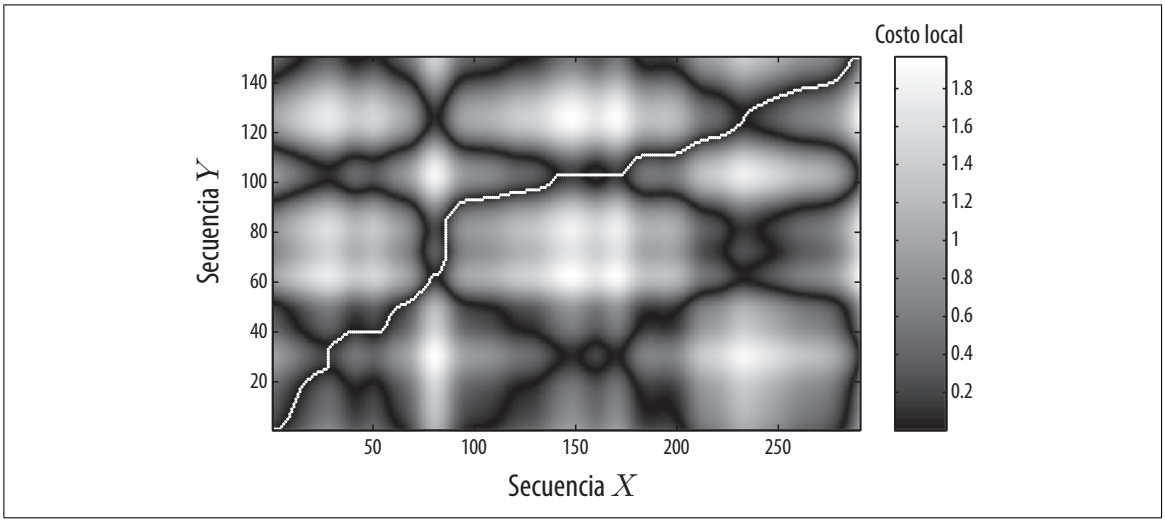

Figura A.1. Matriz de costos entre 2 secuencias, donde se muestra en blanco el *optimal warping path* obtenido por el algoritmo. Figura obtenida y modificada de (Müller, 2007).

iii. **Continuidad o condición de paso unitario:** $p_{\ell+1} - p_\ell \in \{(1,0),(0,1),(1,1)\}$ para $\ell \in [1 : L-1]$. Esta condición asegura que el camino alineado no "salte" en el tiempo, garantizando así que la alineación entre las 2 secuencias no omita características importantes de cada una de ellas.

iv. **Ventana de observación (opcional):** $|n_\ell - m_\ell| \leq w$, donde w es el largo de la ventana. Esta condición es opcional y es utilizada para introducir una condición de localidad para buscar similitudes entre las dos secuencias solo en la ventana de observación.

En la Figura A.1 se muestra un ejemplo de una matriz de costos entre dos secuencias y el camino óptimo (*optimal warping path*) que las alinea, mientras que en la Figura A.2 se muestran ejemplos para una secuencia X de largo $N = 9$ y una secuencia Y de largo $M = 7$ de cuando algunas de estas condiciones no se cumplen.

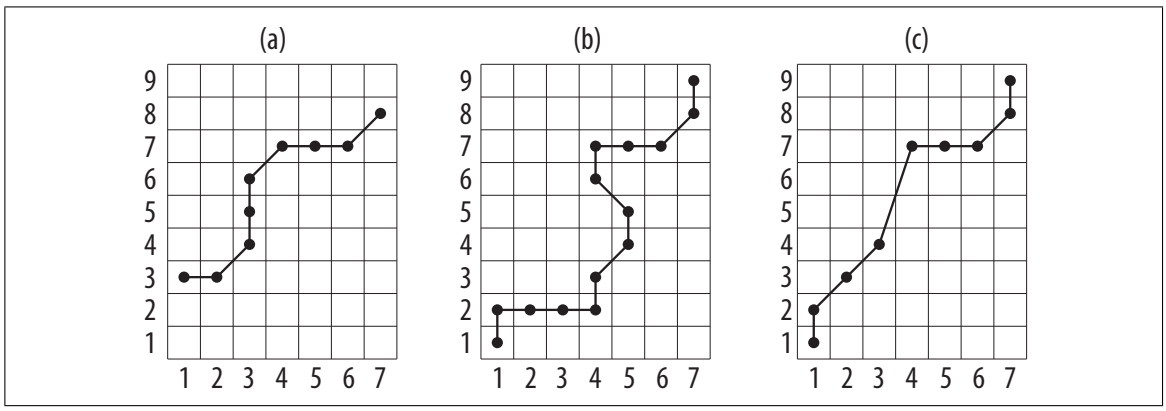

Figura A.2. (a) La condición de borde no se satisface. (b) La condición de monotonicidad es violada. (c) La condición de continuidad es violada. Figura obtenida y modificada de (Müller, 2007).

Algoritmo 1 Cálculo de la matriz de costos acumulados D para secuencias X e Y.

1: **Inicialización:** Inicializar matriz $D(0:N, 0:M)$ de largo $N+1 \times M+1$ con todas sus entradas igual a ∞, excepto $D(0,0) = 0$.
2: **for** $n = 1:N$ **do**
3: **for** $m = \text{máx}(1, n-w) : \text{mín}(M, n+w)$ **do**
4: cost $= c(X(n), Y(m))$
5: $D(n,m) = \text{cost} + \text{mín}\{D(n-1,m), D(n,m-1), D(n-1,m-1)\}$.
6: **end for**
7: **end for**
8: Retornar $D(N,M)$.

Para los objetivos de este trabajo no es necesario obtener el camino óptimo y solo basta con tener el costo acumulado total de las secuencias, ya que ese valor es el que será utilizado para comparar las series de tiempo y realizar el clustering jerárquico. Esto puede ser calculado utilizando un algoritmo basado en Programación Dinámica (DP) aprovechando el Principio de Optimalidad. Para ello se define la matriz de costo acumulado D como:

$$D(n,m) = \text{mín}\left\{ \sum_{\ell=1}^{L(p)} c\left(x_{\ell(p)}, y_{\ell(p)}\right) \;\middle|\; p \text{ es un camino posible y } L(p) = (n,m) \right\}$$

y lo que interesa obtener es $D(N,M)$ es decir el costo total agregado al alinear totalmente las dos secuencias. El algoritmo utilizando recursión, basado en DP, se presenta en el Algoritmo 1.

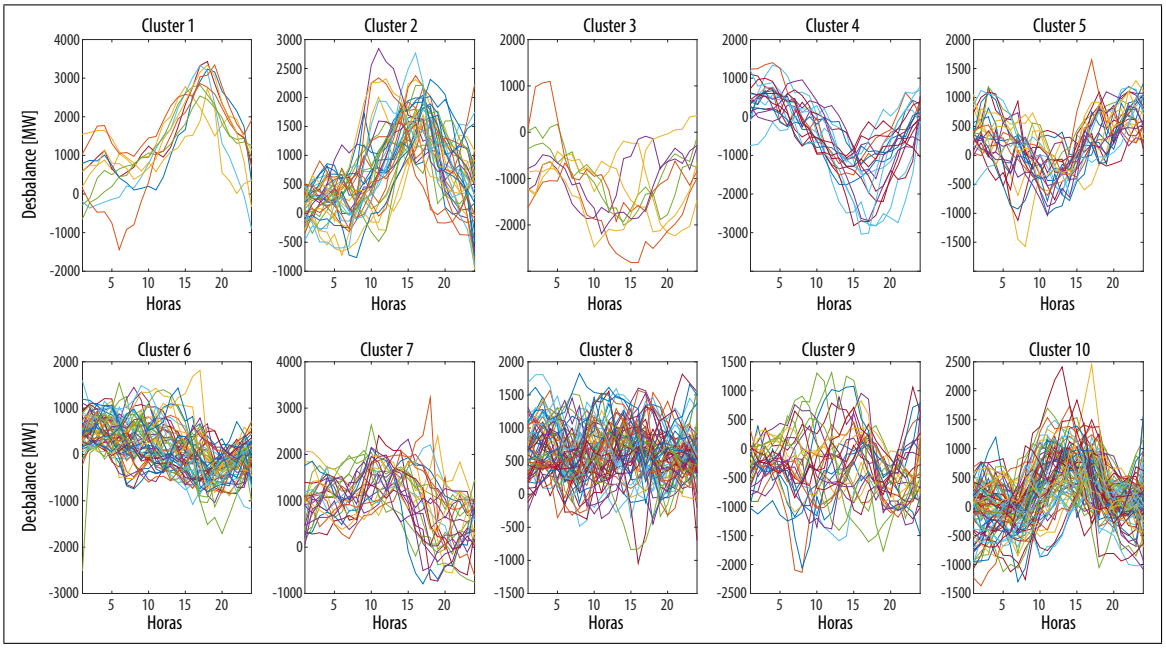

Figura A.3. Clusters realizados para el desbalance de energía entre el mercado de día anterior y el de tiempo real.

A.2. Detalle de los clusters

Utilizando el algoritmo presentado y un clustering jerarquico se construyeron 10 clusters para los datos de 365 días del año. En la Figura A.3 se presentan los 10 clusters realizados para el desbalance de energía entre los mercados. Los clusters presentados en la Figura 4.4 se obtienen promediando cada una de las series de tiempo asociada a cada cluster.

Es importante mencionar que se está intentando agrupar 365 datos en solo 10 categorías, por lo que obtener una mayor precisión, principalmente en los clusters que poseen mayores series de tiempo, puede ser muy complicado. De todas formas se observa que en algunos clusters el algoritmo está agrupando adecuadamente las series de tiempo más similares, como lo son el caso de los clusters 1, 4, 5 y 7. Esto sirve para confirmar que efectivamente utilizar el algoritmo de DTW es válido para agrupar series de tiempo similares, a diferencia de algoritmos útiles para puntos en $\mathbb{R}^n$ como el método de agrupamiento K-means.

Si bien en este caso se está intentando obtener un estimado para cualquier día del año, el clustering puede ser mejorado si se quiere predecir para ciertos días específicos donde se conoce cierta información. Por ejemplo si queremos predecir un día de fin de semana en invierno, puede ser más conveniente hacer un clustering utilizando solo datos de los meses de invierno, y solo días sábado y domingo, que usualmente presentan características diferentes a los días hábiles. Este tipo de estrategia está siendo utilizada para el trabajo futuro, para conocer el comportamiento de los usuarios y de esta forma utilizar menos escenarios para acelerar el tiempo de resolución del problema de optimización.