



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Estudio de la gestión de la demanda bajo el paradigma de *smart grid*

TESIS PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA
UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Sebastián Montes de Oca

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.

DIRECTORES DE TESIS

Dr. Ing. Pablo Monzón..... Universidad de la República
Dr. Ing. Pablo Belzarena..... Universidad de la República

TRIBUNAL

Dr. Ing. Fernando Paganini..... Universidad ORT Uruguay
Msc. Alfredo Piria..... Universidad de la República
Dr. Ing. Mario Vignolo..... Universidad de la República

DIRECTOR ACADÉMICO

Dr. Ing. Pablo Belzarena..... Universidad de la República

Montevideo
lunes 30 octubre, 2017

Estudio de la gestión de la demanda bajo el paradigma de smart grid, Sebastián Montes de Oca.

ISSN 1688-2806

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.1).

Contiene un total de 148 páginas.

Compilada el lunes 30 octubre, 2017.

<http://iie.fing.edu.uy/>

Agradecimientos

Agradezco a la Facultad de Ingeniería y especialmente al Instituto de Ingeniería eléctrica que me ha permitido ser parte de su cuerpo de maestrandos, continuando así mi formación académica cada vez más compleja y enriquecida por los aportes de todos los docentes que han formado parte de esta etapa de aprendizaje.

Brindo mi reconocimiento especial a mis directores de tesis Pablo Monzón y Pablo Belzarena. Por el tiempo dedicado, la confianza prestada al permitirme trabajar a su lado y el apoyo continuo para el desarrollo de esta investigación.

Al proyecto ANII-FSE “Redes eléctricas inteligentes y sus mercados en presencia de energías renovables” y a sus integrantes por sus aportes y consejos.

Incluyo muy alegremente en mi agradecimiento a mis amigos del gallinero y allegados que forman parte de mi cotidianidad en el Instituto.

A Sebastián, Leonardo, Matias y Jose con quienes nos lanzamos juntos en la aventura de pensar y escribir nuevos proyectos y desafíos, por su compañía y horas invertidas en charlas amenas.

Finalmente agradezco a mi familia, a mis padres y hermanos por el aguante y el cariño, a Carolina y Emi por su paciencia, su constancia y el amor dedicado.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

En esta tesis de maestría se abordan los cambios radicales ocurridos en el sector eléctrico en cuanto a la estructura de sus mercados, modelos de negocios y los roles de sus participantes bajo el paradigma emergente de las redes eléctricas inteligentes o *smart grid*. Particularmente abordamos los beneficios del cambio hacia un rol más activo de los usuarios finales del servicio, con particular énfasis en los usuarios de características residenciales, edificios de gestión centralizada y el sector de pequeñas industrias y comercios. El enfoque principal se centra en los prometedores beneficios del control de la demanda agregada, promovidos por la nueva capacidad de automatización y planificación de aplicaciones eléctricas inteligentes o *smart appliances*. Además, la telemetría del consumo de potencia del usuario en tiempo real a través de los contadores inteligentes o *smart meters* y los recursos de energía distribuidos incorporados al sector, forman la base fundamental de estos cambios en la etapa de distribución y comercialización del sector.

Se modela y simula un plan de control de la demanda en un mercado minorista competitivo donde participan varias comercializadoras brindando servicios energéticos a sus clientes. El plan de control de la demanda se modela como un problema de optimización convexa, donde las limitantes se centran en la alta dimensionalidad de las variables en juego y la calidad de la información de los participantes que sería necesario compartir. Utilizando un método de descomposición dual, se descompone el problema en subproblemas de menor dimensión que pueden ser resueltos de forma individual y distribuida por cada participante del modelo. El objetivo es que cada uno maximice su beneficio individual al utilizar o brindar el servicio, pero al mismo tiempo maximicen en conjunto el bienestar social del sistema trabajando de manera coordinada y manteniendo la integridad personal de cada participante.

Posteriormente, se amplía el modelo mediante la incorporación de la red de distribución y sus restricciones físicas. Se modela el plan de control de la demanda como un nuevo problema de optimización del flujo de potencia en la red de distribución. El objetivo nuevamente es descomponer un nuevo problema convexo en subproblemas de menor dimensión mediante una descomposición dual. Se busca nuevamente que cada participante maximice su beneficio individual, pero que al mismo tiempo y de forma coordinada maximicen el bienestar social del sistema manteniendo la integridad de la información personal de cada uno.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Tabla de contenidos

Agradecimientos	I
Resumen	III
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Síntesis de la propuesta	4
1.3. Objetivos	4
1.4. Organización del Documento	6
2. Mercados Eléctricos	7
2.1. Resumen	7
2.2. Evolución del sector energético	8
2.3. Estructura del Mercado Eléctrico	15
2.3.1. Mercado eléctrico y formación del precio	16
2.3.2. Mercado mayorista	19
2.3.3. Control de la demanda	24
2.3.4. Servicios auxiliares	25
2.3.5. Transmisión y distribución	26
2.3.6. Mercado minorista	27
2.4. Agentes que participan en el Mercado	31
2.4.1. Organismos de Gestión del mercado	31
2.4.2. Generadores	32
2.4.3. Agentes Financieros	32
2.4.4. Comercializadoras	33
2.4.5. Consumidores finales de la electricidad	33
2.5. Mercado eléctrico en Uruguay	34
2.6. Nuevas oportunidades y modelos de negocios	38
3. Optimización convexa y descomposición dual	43
3.1. Resumen	43
3.2. Conceptos básicos	44
3.2.1. Optimización convexa y dualidad	45
3.2.2. Métodos de descenso y descenso por gradiente	49
3.2.3. Métodos de Descomposición	50
3.2.4. Descomposición dual con variables de acople	51

Tabla de contenidos

3.2.5. Descomposición dual con restricciones de acople	53
3.2.6. Descomposición dual caso general	54
3.2.7. Algoritmos iterativos	55
4. Plan DRM descentralizado	57
4.1. Introducción	58
4.2. Mercado Minorista y sus participantes	59
4.2.1. Competencia en el mercado minorista	59
4.2.2. Auto-generación	61
4.2.3. Sistema de Almacenamiento de Energía - Baterías	62
4.2.4. Precios dinámicos	63
4.2.5. Consumidor Final de energía	65
4.2.6. Rol de las comercializadoras	67
4.3. Modelo y formulación del problema	69
4.3.1. Motivación	69
4.3.2. Modelo del Sistema	70
4.3.3. Modelo de la comercializadora o proveedor de servicios	70
4.3.4. Modelo del Usuario Final	71
4.3.5. Modelo del sistema	74
4.3.6. Descomposición dual del problema	75
4.3.7. Algoritmo distribuido	78
4.4. Simulaciones y análisis numérico	79
5. DRM como OPF descentralizado	87
5.1. Introducción	88
5.1.1. Motivación	90
5.1.2. Flujo de carga óptimo - OPF	91
5.2. Modelo del DRM	96
5.2.1. Descripción del sistema	97
5.2.2. Modelo del usuario final	98
5.2.3. Modelo del proveedor o comercializadora	101
5.2.4. Modelo del Operador del sistema	102
5.2.5. Modelo del sistema con DRM	104
5.3. Algoritmo descentralizado para el DRM	106
5.3.1. Algoritmo distribuido	110
5.4. Simulaciones y análisis numérico	112
6. Conclusiones	119
6.1. Objetivos cumplidos	119
6.2. Factores necesarios para los cambios	119
6.3. Trabajo a futuro	121
Referencias	123
Índice de tablas	132

Tabla de contenidos

Índice de figuras

134

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Desde sus inicios hasta tiempos recientes, el sector eléctrico ha permanecido inalterado en cuanto a la forma y fuentes de generación, topología de su red transmisión/distribución y la comercialización del servicio hacia un usuario final de características pasivas. Los operadores eléctricos, generalmente compañías estatales verticalmente constituidas, generaban la energía necesaria y suficiente para abastecer a los consumidores en todo momento. En esta estructura, la generación mediante las fuentes tradicionales de energía (*ej.* hidráulica, petróleo, carbón, etc.) se encontraba concentrada en algunas pocas instalaciones de gran tamaño y lejos de los centros de consumo, donde toda la cadena de valor del sector era monopolio de estas empresas.

En las últimas décadas, la reestructuración y apertura de los mercados de energía llevadas a cabo en los años noventa, modificó en forma radical la estructura del sector. El objetivo era lograr una disminución del precio en el servicio de abastecimiento y una transparencia en la formación de la tarifa eléctrica [1]. A su vez, las políticas energéticas y ambientales llevadas a cabo por los gobiernos se han enfocado en la diversificación de la matriz energética para hacer frente al aumento de la demanda, la volatilidad de los precios y las perturbaciones del suministro, desarrollando estrategias que aseguren el abastecimiento, la competitividad y la sostenibilidad ambiental del sector [2–5]. Estas políticas con horizontes de tiempo de mediano y largo plazo, promueven el desarrollo y la instalación de nuevas tecnologías de generación mediante fuentes renovables (*ej.* solar fotovoltaica, eólica, biomasa, etc.), independizándose particularmente de la volatilidad de precios de los hidrocarburos y los riesgos ambientales intrínsecos a la tecnología nuclear. Sin embargo, este tipo de fuentes presentan características estocásticas dependientes de variables no controlables como el viento o el sol, generando incertidumbre en el despacho eléctrico y en la operación de la red eléctrica. Su característica no despachable y su forma de incorporación al sistema de manera modular y distribuida tanto en la red de transmisión como de distribución, generan una red eléctrica más dinámica, flexible y difícil de operar.

Capítulo 1. Introducción

La aparición y promoción de nuevas tecnologías enfocadas a los usuarios residenciales y pequeñas industrias, como el transporte eléctrico o los recursos de energía distribuidos (DER)¹ [6, 7], les conceden un rol más activo dentro del sector. La planificación y automatización de ciertas cargas permiten un ajuste en forma dinámica e inteligente de su perfil de potencia [8, 9]. Este cambio de rol en los usuarios residenciales les permitirá consumir eventualmente más energía pero de forma solidaria e inteligente con el sistema y a un costo menor.

Para poder incorporar estos cambios, la estructura vertical del sector eléctrico se ha ido dividiendo, incentivando la reestructuración en algunas de las etapas de su cadena de valor². La reestructuración de los mercados eléctricos ha permitido la apertura a nuevos participantes, fomentando la competencia principalmente en los mercados mayorista y recientemente en el mercado minorista. En este modelo, los diversos generadores compiten por vender su producción de energía en el mercado del/los distribuidores y los grandes consumidores, valiéndose de las reglas de los mercados competitivos y bajo la supervisión de un regulador independiente de contralor. Para el caso de Uruguay, la Ley de Marco Regulatorio y su reglamentación [10, 11] establecen las condiciones de entrada para los agentes interesados en la generación de energía eléctrica, su comercialización en el mercado mayorista [12] y las restricciones técnicas para su instalación [13, 14]. El modelo de entrada en el mercado mayorista fue mediante la conformación de contratos con el único comercializador habilitado (UTE) y algunos casos aislados conformando contratos con grandes consumidores, siendo marginal la participación en el mercado *spot* [15].

Estos son algunos de los conceptos que han motivado la aparición de las redes eléctricas inteligentes o más conocidas como *smart grids* en los ámbitos académicos e industriales. El objetivo es transformar la actual red en una red inteligente, resiliente y auto administrable, manteniendo un servicio y calidad de suministro acorde a las nuevas necesidades [16–20]. La figura (1.1) muestra la infraestructura de una *smart grid*, para lo cual es necesaria la incorporación de nuevas funcionalidades de sensado y monitoreo en tiempo real. La utilización de las nuevas tecnologías de comunicación disponibles facilitan el intercambio de información entre los diferentes participantes y promueven el desarrollo de algoritmos de control que mantengan la estabilidad de la red, adaptándose rápidamente y de forma eficiente a los cambios.

La penetración de mini y micro-generación en la red de distribución o la aparición de *prosumers*³ en el sistema [21], comienzan a posicionarse y tomar relevancia como uno de los desafíos tecnológicos a afrontar. Transacciones de energía

¹Según la *Federal Energy Regulatory Commission*, las DER pueden ser pequeñas plantas generadoras o acciones que pueden ser despachadas y/o controladas de manera agregada para proveer los servicios de energía necesarios para abastecer la demanda (*ej*: micro-generación, baterías de almacenamiento residencial, coordinación de cargas, etc.).

²El concepto de cadena de valor del sector eléctrico puede entenderse en como fluye la electricidad desde su generación hasta el usuario final y en que etapas es posible la generación de utilidad o valor. Se entiende como los eslabones de la cadena a sus etapas de generación, transmisión/distribución (cables) y comercialización (facturación).

³Consumidores capaces de auto-generar y volcar energía o servicios a la red participando de forma directa o indirecta en el mercado eléctrico.

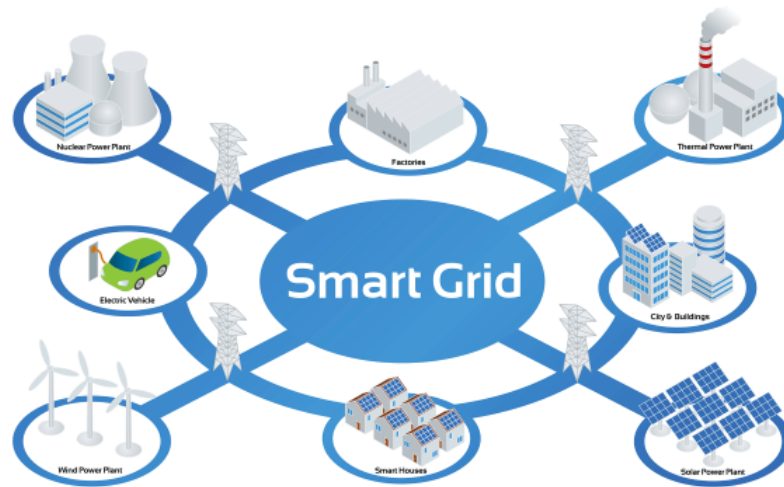


Figura 1.1: Paradigma de smart grid [20].

locales entre clientes geográficamente cercanos (*ej.* clientes de un mismo barrio), redes locales o *microgrids* operando de manera aislada o conmutando entre diversas fuentes de generación, plantas virtuales de generación⁴ actuando sobre la red de distribución, son algunas de las nuevas oportunidades emergentes que comienzan a posicionarse como la red eléctrica del futuro. Para las comercializadoras del mercado minorista, desarrollar la capacidad de coordinar en forma agregada la demanda prevista por sus clientes permite la participación en forma activa en los mercados mayoristas. Estas posibilidades permite ofrecer diferentes servicios al sistema eléctrico como regulación, respuesta de la demanda u optimización de los recursos físicos de la red. Este horizonte de posibilidades avisan el camino hacia una red optimizada, descentralizada y dinámica, maximizando la eficiencia de sus mercados y los recursos del sistema, promoviendo nuevos modelos de negocios y principalmente disminuyendo el costo del servicio de energía.

Resumiendo, en este proceso de evolución del sector eléctrico, la operación de la red deberá adaptarse a las nuevas fuentes de generación renovables, la penetración de tecnologías DER al sistema y al nuevo rol más activo y flexible de los usuarios finales. Además, las empresas proveedoras de servicios deberán acoplarse a los nuevos modelos de negocios descentralizados, con la característica particular que los eslabones de la cadena de valor del sector se irán moviendo hacia las fronteras de la misma, incluso penetrando dentro de los límites de los usuarios finales [22,23]. Con esta visión de por medio y próxima en el tiempo, es necesario explorar nuevos métodos de optimización de los recursos del sistema, integrando a múltiples actores que trabajen de forma coordinada y descentralizada mediante programas de control de la demanda, intercambiando información pública para maximizar sus beneficios y los recursos del sistema entero. En este contexto es que la *European Union's*

⁴ *Virtual Power Plants* son agentes participantes del mercado cuya generación de utilidad radica en la re-ubicación en forma local de los excedentes y/o déficit de energía entre sus clientes sin recurrir al mercado mayorista.

Capítulo 1. Introducción

longterm climate and energy policies promueve el paradigma de *smart grids* como la columna vertebral de la evolución de la red eléctrica, convirtiéndose en un agente fundamental en el proceso de disminución de emisiones de CO_2 en la generación de energía [24].

1.2. Síntesis de la propuesta

En esta tesis de maestría nos enfocamos principalmente en la realización y simulación de un modelo de red inteligente o *smart grid*, con la inclusión de algunas de las nuevas tecnologías disponibles y los nuevos paradigmas que éstas incorporan en la red eléctrica. Se toma como punto de partida y de referencia los trabajos expuestos en [25–27] entre otros y las líneas de trabajo desarrolladas en [28, 29]. En cuanto a los mercados eléctricos, se estudiaron y entendieron los mecanismos del mercado de subastas y contratos de energía, tanto a nivel a largo plazo como en el mercado *spot*.

Particularmente nos enfocamos en la respuesta de la demanda y la coordinación entre los participantes del mercado minorista junto con la operación de la red de distribución. Se estudia cómo afectan las decisiones de los usuarios al funcionamiento de la red eléctrica y cómo podrían reflejar los proveedores o comercializadoras de servicios el funcionamiento del mercado mayorista en el minorista. Se utilizaron métodos de optimización convexa y descomposición dual aplicados al estudio del flujo eléctrico óptimo elaborando una estrategia para la coordinación de los participantes, manteniendo la integridad de la información privada de cada uno. Se formula el problema de optimización como un problema de flujo óptimo, incluyendo la participación de varios agentes del mercado y un método de resolución descentralizado que respete la información privada de cada uno.

Se modeló la incorporación de sistemas de almacenamiento en los usuarios de características residenciales o pequeños consumidores, haciendo uso de la elasticidad de algunas cargas para optimizar su perfil de consumo y minimizar el costo a pagar por el servicio. La inclusión de automatismos y la capacidad de reacción de los usuarios finales frente a las señales del mercado (*ej.* precios dinámicos de la energía en forma horaria) son una herramienta fundamental para generar un perfil de consumo óptimo. Lograr un perfil de potencia con una curva plana consumiendo y almacenando energía en horarios en que esta es más barata optimizan el beneficio percibido por los clientes, pagando circunstancialmente menos pero consumiendo más. Este efecto logra también una optimización en el uso de los recursos físicos de la red y mayor eficiencia de los mercados del sector eléctrico, planteando la posibilidad incluso de postergar o diferir inversiones en el sistema.

1.3. Objetivos

El cometido de esta tesis de maestría concierne a los efectos de la incorporación de planificación en los perfiles de potencia de los clientes del mercado minorista, reaccionando frente a los precios dinámicos de la energía impuesto por su comercia-

1.3. Objetivos

lizadora o proveedor de servicios. Se presenta un modelo de control de la demanda que pretende maximizar el bienestar social del sistema⁵ pero de manera descentralizada o distribuida. Se describe el comportamiento de los diferentes actores que participan en este plan y la información necesaria que deben intercambiar para lograr maximizar la eficiencia de la red y del sistema.

En una primera etapa se estudian las características de los mercados eléctricos y la estructura de los mismos. Se profundizó particularmente en el mercado minorista de energía y las nuevas prestaciones de adquisición de datos en tiempo real en los usuarios residenciales. Se profundizó en el modelo de un prestador de servicios o comercializadora interactuando con sus clientes mediante el intercambio de precios dinámicos de energía previstos para el día siguiente. Se estudia un modelo de mercado eléctrico donde la comercializadora debe decidir y reservar en el mercado mayorista la capacidad de potencia necesaria para abastecer la demanda haciendo uso de las estimaciones de consumo realizadas por sus clientes. Del lado del usuario, se estudió particularmente la automatización de las aplicaciones cuya función de satisfacción en un instante de tiempo está correlacionada con los estados anteriores y posteriores. Como ejemplo de estas aplicaciones encontramos reservorios de energía térmicos (aire acondicionado, sistema de calefacción centralizado, etc.) con restricciones de confort en diferentes instantes de tiempo. Se estudia además las ventajas y los efectos de la flexibilidad en los usuarios al incorporar capacidad de almacenamiento de energía mediante un sistema de baterías. Se utiliza un modelo convexo para describir el plan de control de la demanda. La estructura convexa del problema junto con la teoría dual de *Lagrange*, permiten descomponer el problema en subproblemas de menor dimensión a ser resuelto por cada participante y mantener la integridad de la información privada de cada uno.

En una segunda instancia, se amplía el modelo anterior para describir el funcionamiento de un mercado minorista más complejo, donde participan varios prestadores de servicios aprovisionando a sus clientes e intercambiando precios de energía con características geográficas. Se incorpora la estructura física de la red de distribución y un ente regulador encargado de su operación, con conocimientos de su topología y prestaciones físicas. Se plantea el plan de control de la demanda como un problema del flujo óptimo de la red, donde el objetivo es asegurar la calidad en la entrega del servicio maximizando también el bienestar social. Nuevamente se desarrolla un modelo convexo y se utiliza una descomposición dual al problema original. El objetivo es la descentralización del problema para mantener la información privada de cada participante, obteniendo la solución óptima del sistema en forma distribuida.

El cometido de esta tesis fue encontrar un modelo donde sea posible aplicar la potencialidad de la teoría de optimización convexa utilizando la técnica de descomposición dual para alcanzar el óptimo de forma distribuida. Este modelo sirve como punto de partida para el estudio de modelos más complejos donde pueda ser posible la inclusión de variables estocásticas en el problema, incorporando herra-

⁵El bienestar social se le llama al conjunto de factores que participan en la calidad de la vida de las personas en una sociedad y que hacen que su existencia posea todos aquellos elementos que dan lugar a la satisfacción humana o social [1].

Capítulo 1. Introducción

mientas para el manejo de la incertidumbre, manejo del riesgo y la volatilidad de precios en los mercados mayoristas.

1.4. Organización del Documento

En el capítulo 1 se hace una breve introducción al problema abordado y la motivación para su desarrollo. En el capítulo 2 se realiza un estudio del estado del arte de los mercados eléctricos modernos, abordando su estructura, funcionamiento y organización junto con los agentes que participan en él. En el capítulo 3 se hace un breve repaso de la teoría de optimización convexa, necesaria para el abordaje del problema y algunos métodos para su resolución. En el capítulo 4 se describe las nuevas tecnologías disponibles en el mercado minorista. Se aborda y se desarrolla un modelo para el control de la demanda en el que participan una comercializadora y sus clientes. En el capítulo 5 se amplía este modelo introduciendo la red de distribución física y varias comercializadoras participando en el mercado minorista. Se plantea el modelo como un nuevo problema del flujo óptimo del sistema. En el capítulo 6 se detallan las conclusiones y los trabajos y líneas futuras a abordar.

Capítulo 2

Mercados Eléctricos

2.1. Resumen

En este capítulo se hace un repaso del proceso de transformación del sistema eléctrico, la reestructuración que afectó a sus mercados y los nuevos participantes y modelos de negocios que surgen bajo el nuevo paradigma *smart grid*. Se describen la estructura de sus mercados, los participantes en cada una de sus etapas y los desarrollos tecnológicos actuales.

2.2. Evolución del sector energético

A lo largo de su historia, las bases del sector eléctrico se centraron principalmente en una serie de características que definían su mercado; una red con flujo unidireccional de energía y de información, limitada o nula competencia en distribución, tendencia a la baja de costos operativos a través de un incremento del uso del servicio junto con un sistema de generación rentable basado en hidrocarburos y clientes finales de características pasivas. Como consecuencia, los planes de desarrollo y solución a los problemas de la demanda creciente se solucionaban generalmente con una única estrategia: *construir algo más grande que lo anterior*. Gracias a la economía de escala propia del sector, las empresas eléctricas se centraron en la construcción de plantas con mayor capacidad de generación y redes capaces de transportar y distribuir mayores volúmenes de energía como forma de ampliar sus servicios y sus ingresos, trasladando los costos a la tarifa del usuario final. Esta es la principal razón por la cual la gran mayoría de la energía que recibimos día a día es generada mediante colosales plantas basadas en gas natural, carbón, petróleo, agua o tecnología nuclear instaladas lejos de las fuentes de consumo.

Sin embargo, este sector se encuentra actualmente en un proceso de profundos cambios en cuanto a la operación de su red física, la apertura a nuevos participantes promovido por cambios en la estructura y mecanismos de sus mercados, y sobre todo, la posición y participación que toma el usuario final en la cadena de valor del sector¹. Estos cambios vienen impulsados por objetivos concretos de ahorro y eficiencia en cuanto al uso del bien, planificación de crecimiento de su demanda y políticas ambientales (figura 2.1) para incentivar la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero.



Figura 2.1: Energía accesible, eficiente y sostenible [3]

Particularmente, la posición que la energía ocupa en la sociedad ha tomado fundamental relevancia a nivel mundial, donde los gobiernos han incluido en sus agendas de desarrollo el acceso universal al servicio de suministro eléctrico [2,4,30].

¹En un escenario tradicional del sector, identificamos en la cadena de valor las etapas de generación, transmisión, distribución, comercialización.

2.2. Evolución del sector energético

En 2015, en su agenda para el desarrollo de mediano plazo, la Organización de las Naciones Unidas ha declarado un conjunto de objetivos globales para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible, asegurando y garantizando el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos [31]. En este camino, Uruguay y su plan de políticas energéticas de mediano y largo plazo se encuentran a la vanguardia entre los países de la región [5], convirtiéndose inclusive en un ejemplo a nivel mundial en su proceso de transformación donde casi la totalidad de su matriz eléctrica esté basada en fuentes de generación renovables [32].

En este proceso de cambios, los objetivos abordados se basan en el ahorro energético, acompañado de un uso consciente en el consumo eléctrico, eficiencia en la utilización de recursos del sistema y la disminución de los precios en el mercado de energía. La reestructuración de los mercados acompañan la nueva visión de la energía como un *commodity*², incentivando la entrada a nuevos competidores con la expectativa de generar un mercado más competitivo y por ende una disminución en el precio del bien. En este camino, se introducen una batería de herramientas financieras y control del riesgo propias de los mercados de *commodities*: contratos a futuro³, tarifas dinámicas, mercados estructurados, etc. Esta tendencia a la apertura despierta el interés de nuevos participantes como entidades financieras, bancos de inversión, *traders* de energía, etc., atraídas por las nuevas posibilidades de negocios y un mercado minorista basado en servicios.

Para cumplir con los compromisos internacionales de carácter ambiental, los gobiernos han elegido el camino de la diversificación de su matriz energética⁴ con respecto a los hidrocarburos, tomando en cuenta su futura escasez y la volatilidad de precios que presentan en los mercados internacionales. Entre estos compromisos se encuentra la reducción de las emisiones de gases invernaderos a la atmósfera y la apuesta por nuevas tecnologías de generación mediante fuentes renovables como la solar fotovoltaica, eólica, biomasa, etc.. También es necesario modernizar y desarrollar la infraestructura de la red física del sistema, tanto para hacer frente al crecimiento de la demanda energética como para diversificar los recursos existentes y agilizar el mercado. Particularmente las inversiones destinadas a las redes de transporte están siendo focalizadas a la interconexión con las nuevas plantas de generación renovables, cuya particularidad es su carácter intermitente y distribuido. En las redes de distribución, se busca incorporar herramientas que permitan manejar la nueva capacidad de flexibilidad de los usuarios finales permitiendo la incorporación de micro generación y los desarrollos de tecnologías de almacenamiento en forma distribuida (incluso en los usuarios finales) [33,34]. En el mercado minorista, las políticas de sustentabilidad y eficiencia energética han generado un

²El carácter de *commodity* que hoy otorgan muchos a la electricidad como uno de los argumentos para justificar la reforma del sector eléctrico es cuestionable, sin embargo no se pretende en este trabajo analizar el debate de si realmente es o no la energía un *commodity*.

³Un contrato a futuro es un convenio para comprar o vender un activo en cierto momento del futuro a un determinado precio

⁴Incentivando la generación mediante fuentes renovable, movilidad eléctrica, eficiencia

Capítulo 2. Mercados Eléctricos

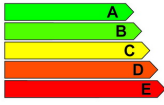


<p>Energía</p> <p>Fabricante Marca</p> <p>Modelo Capacidad nominal (litros) Presión nominal (MPa)</p>	<p>CALENTADOR ELÉCTRICO DE ACUMULACIÓN</p>
<p>Más eficiente</p>  <p>Menos eficiente</p>	
<p>CONSUMO DE ENERGÍA MENSUAL (kWh) Corresponde a un vaciado y a un llenado diarios</p>	
<p>POTENCIA NOMINAL (kW)</p>	
<p>TIEMPO DE CALENTAMIENTO (h)</p>	
<p>Norma UNIT 1157</p> <p>IMPORTANTE EL CONSUMO REAL VARÍA DEPENDIENDO DE LAS CONDICIONES DE USO DEL APARATO Y SU LOCALIZACIÓN. LA ETIQUETA SÓLO PUEDE SER RETIRADA POR EL USUARIO.</p>	<p>CERTIFICADO urisieia</p> <p>URISIEIA URUGUAYAN REGULATORY INSTITUTE for ELECTRICITY AND GAS</p> 

Figura 2.2: Sistema de etiquetado energético Uruguay [35].

cambio de mentalidad de los usuarios residenciales, comerciales y pequeñas industrias, abanderados con la utilización de fuentes renovables y el uso eficiente de los aparatos eléctricos. Esto se traduce en un comportamiento más conservador del usuario, preocupado por un uso eficiente de los recursos y el medio ambiente. La introducción del sistema de etiquetado energético (figura 2.2) como política dirigida hacia el consumidor, ha generado que los fabricantes inviertan en desarrollar productos que consuman menos energía, reduciendo las facturas eléctricas de los usuarios. Los resultados de este sistema generan un ahorro en los costos del usuario y fomentan la transparencia en la información del consumo energético a la hora de elegir productos domésticos, eléctricos, de oficina, etc.

Las nuevas tecnologías de información disponibles en la red [16, 20, 30], han producido cambios sustanciales en el sector en cuanto a su estructura y posibilidades. Ya no nos es ajeno concebir un modelo en que los grandes consumidores adopten un rol activo en la red, cambiando el paradigma tradicional de consumidores pasivos y un despacho/planificación que sólo involucraba a los generadores de energía, abriendo la puerta a la entrada de nuevos participantes. La coordinación e intercambio de la información adecuada entre los diferentes actores es indispensable para proporcionar un servicio de calidad, confiable, robusto y lo más eficiente posible. Estos cambios le otorgan un rol más activo a los usuarios finales, potenciado por las tecnologías de comunicación introducidas en el sector [36, 37]. A su vez, la tendencia de una fuerte disminución de precios de las tecnologías de auto generación y almacenamiento distribuido, motivan al usuario a mantener un control inteligente de su consumo, exigiendo poder consumir más y pagar menos, identificando al usuario final como un nuevo eslabón en la cadena de valor del sistema y generador de utilidad (figura 2.3) [21, 22, 38]. En este escenario, el sector

térmica en edificios, etc.

2.2. Evolución del sector energético

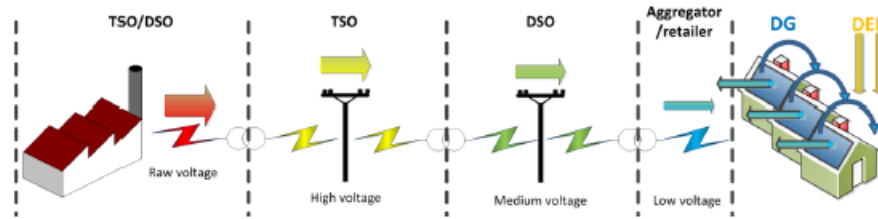


Figura 2.3: Cadena de valor del sector eléctrico en presencia de *prosumer* [22].

residencial y particularmente los edificios son considerados un sector clave: representan el 40 % del consumo total de energía del sistema y el 36 % de las emisiones de gas de efecto invernadero, donde un 80 % se pierde en forma de calor [2].

El intercambio de información y la conexión de manera permanente a la infraestructura de telecomunicaciones, acompañado por los avances en el análisis de grandes volúmenes de información o *Big Data*, permiten entre otras posibilidades llevar la inteligencia de la red hacia las fronteras de las misma, introduciéndose incluso en el interior del usuario (coordinación de aplicaciones, planificación de cargas, etc.). Estos nuevos consumidores se han ido enfocando de manera gradual no solo en el compromiso de un uso eficiente de la energía, sino también en el compromiso por la compra de energía generada a través de fuentes renovables y sustentables (ej. Vanderbron⁵, Sharge⁶, Powerwall Tesla⁷). En un futuro, la coordinación de forma agregada de estos clientes mediante los incentivos adecuados de una empresa de servicios, puede ser utilizado para mejorar la eficiencia del mercado eléctrico, brindar servicios auxiliares a la red y fomentar la disminución de pérdidas físicas en la red de distribución, entre otras alternativas.

El camino hacia una ciudad inteligente o *smart city*⁸ acompaña los cambios en la dirección del sector eléctrico mediante la incorporación de nueva tecnología al servicio de la sociedad (ej. alumbrado público controlable, estacionamientos inteligentes para carga de EV, etc) fomentando la incorporación de nuevas formas de transporte basados en electricidad entre otras características [39]. Estos planes de desarrollo acompañan la evolución hacia una red más dinámica, con movimientos de cargas continuos y de características especiales, coordinando los servicios públicos esenciales de una ciudad (ej. coordinación del tráfico y transporte público, hospitales y edificios públicos, bombeo del sistema de drenajes, etc.).

En Uruguay, las políticas energéticas promovidas en la última década [10–14] apostaron a la reestructuración del mercado eléctrico y a una fuerte inclusión de fuentes de generación renovables instaladas de forma distribuida. Este proceso logró prácticamente una independencia de los hidrocarburos en su matriz eléctrica en un periodo de 10 años a la fecha, convirtiéndose en un caso de éxito a nivel

⁵Vanderbron: <https://vanderbron.nl/>

⁶Sharge: <https://www.sharge.io/>

⁷Tesla: <https://www.tesla.com/powerwall>

⁸*smart city* utiliza la tecnología digital disponible para mejorar el bienestar y reducir costos, utilizando sus recursos de manera más efectiva y activa con sus ciudadanos.

Capítulo 2. Mercados Eléctricos

mundial [32]. Además, el desarrollo de políticas para transformar a Montevideo en una ciudad inteligente o *smart city* [40] con control de alumbrado público, vehículos eléctricos, etc., acompañan las tendencias mundiales de los países desarrollados. Es en esta dirección que UTE⁹ ha establecido en su planificación de mediano y largo plazo, la modernización de su red física con servicios de tele-control en todas las sub-estaciones de su red de media tensión, promoviendo la implantación de un nuevo sistema integrado de operación y gestión de mantenimiento, optimizando recursos humanos y mejorando servicios a sus clientes. A nivel comercial, la tele-medida de grandes clientes y también residenciales (medidores inteligentes) se encuentra en una etapa de despliegue. En el continuo proceso de diversificación de su matriz energética, Uruguay a través de UTE como empresa estatal prestadora de servicios de energía, está promocionando la introducción paulatina de autos eléctricos en el sistema de transporte junto con la creación de una autopista con estaciones de carga para estos vehículos que se despliega de oeste a este del país, con un recorrido de unos 500 km [32].

Como resultado de estos procesos de cambio y transformación (figura 2.4), el sector energético se enfrenta actualmente a un cambio de paradigma en la forma en que generamos, almacenamos y consumimos energía, resultando en la aparición de nuevas oportunidades de negocio en las diferentes etapas del sector. Particularmente, estamos avizorando cambios estructurales fundamentales dejando atrás el paradigma de la empresa de energía verticalmente integrada y una red centralizada con flujo de energía en un solo sentido, hacia una red completamente descentralizada en su generación, operación y consumo. Las tendencias actuales plantean la visión de una red de distribución con información en tiempo real, flujo de energía en ambos sentidos y con un modelo de mercados basados en servicios de eficiencia y óptima utilización de los recursos energéticos distribuidos a lo largo de la red (DER)¹⁰ [16, 42].

Bajo este paradigma, la nueva red inteligente o *smart grid* es una plataforma de red eléctrica emergente en donde las nuevas tecnologías y soluciones DER pueden integrarse para competir en un mercado de prestación de servicios más dinámicos y abierto. La infraestructura de comunicaciones desplegadas, la conectividad permanente y la capacidad de procesamiento constante de grandes volúmenes de información permite pensar en Internet de las cosas o *Internet of Things* (IoT) como una posible respuesta a la automatización y control de las aplicaciones disponibles para los usuarios finales [43]. Se trata de un sistema basado en una infraestructura del tipo nube o *cloud* capaz de proporcionar información y servicios en tiempo real a los consumidores y a los agentes comerciales e industriales que participan en la producción, distribución, transporte y comercialización de la energía. Ejemplo de esto es la *e-movilidad* la cual es ya una realidad y su sostenibilidad pasa también por la tecnología de IoT. Los distribuidores de energía, las estaciones de carga

⁹UTE: ente público encargado de la distribución y proveedor de servicios en el mercado minorista uruguayo.

¹⁰Unidades de generación o almacenamiento (típicamente en el rango de 3 kW hasta 50 MW) instaladas a lo largo de la red de distribución cerca del usuario final o incluso dentro de los límites del mismo [6, 7].

2.2. Evolución del sector energético

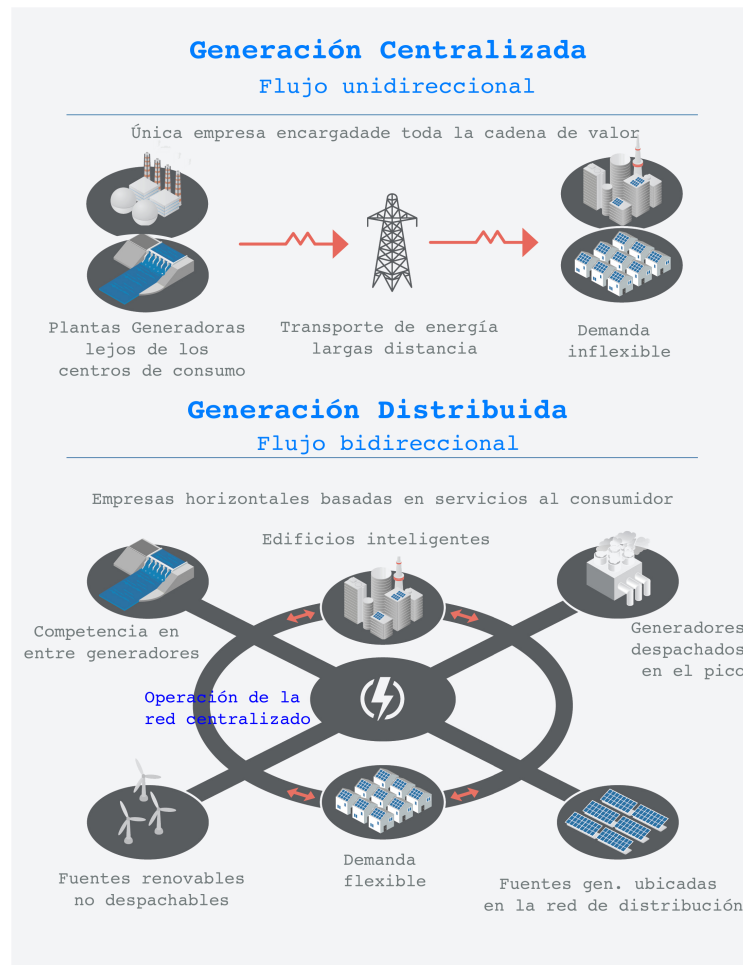


Figura 2.4: Estructura de empresa vertical a una estructura horizontal basada en servicios [41].

y los propietarios de vehículos aprovechan al máximo los datos disponibles para gestionar toda la infraestructura que permite la recarga de vehículos eléctricos de forma optimizada para todo el sistema.

Esta red inteligente o *smart srid* deberá ser capaz de cumplir y asegurar entre otras funciones [17, 18, 30]:

- Modernización de la operación y mantenimiento del sistema eléctrico para que sea capaz de estabilizarse de manera dinámica ante algún evento inesperado, tener la capacidad de monitorear y controlar de manera remota todos los puntos de sus red física y tener la capacidad de interconectar con otras redes eléctricas (interconexiones internacionales, microgrids, etc.).
- Informar y educar a los consumidores finales en el correcto uso de la energía, los costos en cada momento del día y las opciones disponibles para que estos puedan planificar y decidir de manera automática cuanto y cuando consumir energía desde el sistema.

Capítulo 2. Mercados Eléctricos

- Proveer seguridad, confianza y disponibilidad del servicio de abastecimiento de energía a los usuarios, integrando de manera eficiente las nuevas fuentes de energía renovables instaladas de manera distribuida en la red.

En un escenario futuro, podríamos pensar en que todos los consumidores de electricidad y productores dentro de una localidad geográfica estarán conectados en una red con una topología del tipo mallada (o *mesh* en inglés) y comunicados mediante una red de información inalámbrica o cableada. Con un sistema de sensores basados en IoT ubicado en cada uno de los nodos de la red (clientes o incluso para cada una de sus aplicaciones), se podrá transmitir información de la energía producida y/o consumida por cada usuario o el estado operativo de cada uno de los equipos de la red eléctrica en todo momento. Entre sus posibilidades, permitirá la visualización en tiempo real de la energía demandada u ofertada, permitiendo que participantes del sistema puedan coordinar y cerrar acuerdos de compra y venta de energía en pequeños volúmenes de forma local o la rápida reconfiguración (o el aviso temprano a la cuadrilla de mantenimiento) del sistema eléctrico en caso de fallas. Esta tendencia de un prestador de servicios conectando clientes se ajusta a los nuevos modelos de economía colaborativa o *share-economies* (Uber, Airbnb, Vandebrom, Sharge, etc.) [44,45], donde el sistema de blockchain¹¹ junto con los nuevos contratos inteligentes (*smart contract*¹²) pueden ser la tecnología capaz de desatar el verdadero potencial de un modelo descentralizado proporcionando seguridad, fiabilidad, eficiencia y un manejo comunitario de las redes de energía, con la particularidad que las transacciones entre sus pares no necesitará de la supervisión de una autoridad central (figura 2.5) [46,47].

Este camino conducirá a reducir las pérdidas físicas de las líneas, mejor gestión de recursos energéticos DER, menor horas de interrupción, creación de nuevas estructuras de mercado minorista y una mayor eficiencia del sector en su totalidad. La capacidad para llevar a cabo las transacciones de energía de forma segura entre usuarios aumentará el peso que tendrán las DER en la matriz energética global. En general, las redes de energía serán más robustas con la futura inclusión de plataformas tecnológicas como IoT y blockchain, donde cada nodo y aplicación en la *smart grid* ayudará a mantener la estabilidad y correcto funcionamiento del sistema.

¹¹Esencialmente, blockchain es un contrato digital que permite llevar a cabo una transacción (por ejemplo, la venta de una unidad de electricidad) directamente entre las partes involucradas (*peer-to-peer*) sin una autoridad central que la valide. El concepto *peer-to-peer* significa que todas las transacciones se almacenan en una red de nodos (computadoras) inscriptos en el sistema. De esta manera, un comercializador y un cliente acuerdan la realización de una transacción determinando las variables en juego, especificando el destinatario, el remitente y el monto de la transacción, entre otras cosas. Cada transacción está cifrada y es distribuida entre muchos nodos del sistema (*peer-to-peer*) que almacenan los datos localmente.

¹²Un *smart contract* representa un protocolo digital que ejecuta en forma automática un proceso predefinido en una transacción entre partes, sin requerir o involucrar a un tercero de contralor (ej. un banco).

2.3. Estructura del Mercado Eléctrico

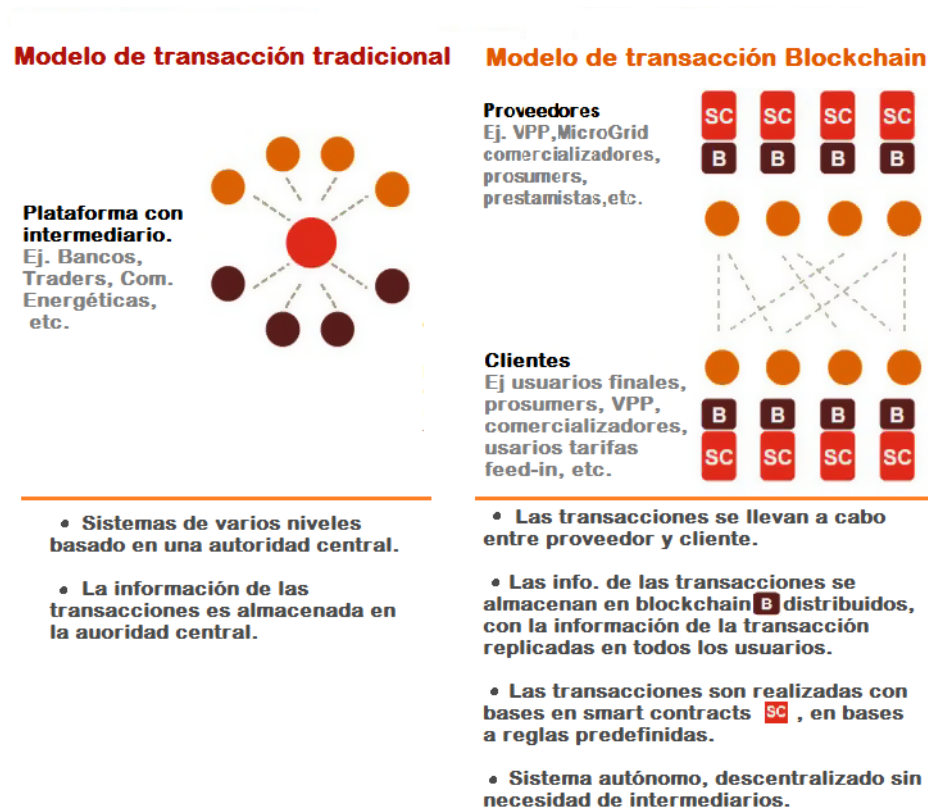


Figura 2.5: Modelo descentralizado de transacciones entre *prosumer* y proveedores mediante sistema blockchain [46].

2.3. Estructura del Mercado Eléctrico

Los objetivos en la reestructura del sector planteados por los gobiernos abordan la apertura de sus mercados, introduciendo competencia de manera de bajar el precio de la energía, incentivar el desarrollo de fuentes renovables para diversificar su matriz energética de los hidrocarburos y asegurar a la demanda un servicio eléctrico de calidad y económico en el presente y futuro.

En los mercados eléctricos existen cuatro actividades económicas separadas: generación, transmisión y distribución (operación y mantenimiento de la red física) y comercialización (venta o suministro de servicios de energía). Estas etapas bien diferenciadas comprenden la tradicional cadena de valor del sector (figura 2.6), pudiéndose identificar en los últimos tiempos un nuevo eslabón de la cadena asociado al usuario final como generador de utilidad [22]. Sin embargo, aún en los mercados eléctricos más avanzados en el proceso de liberalización, la transmisión y la distribución son consideradas actividades monopólicas naturales y sus servicios son remunerados por medios de tasas de acceso pagadas por las comercializadoras o consumidores¹³. Por otra parte, la generación y la comercialización son conside-

¹³El acceso a los servicios de transportes es libre para los agentes participantes, pagando

Capítulo 2. Mercados Eléctricos

radar actividades donde es viable generar un mercado de competencia. En todos los casos, la generación ha sido rápidamente desregulada permitiendo la libre entrada a participantes privados, mientras que la comercialización por lo general lo hace en un proceso más lento o gradualmente [48].

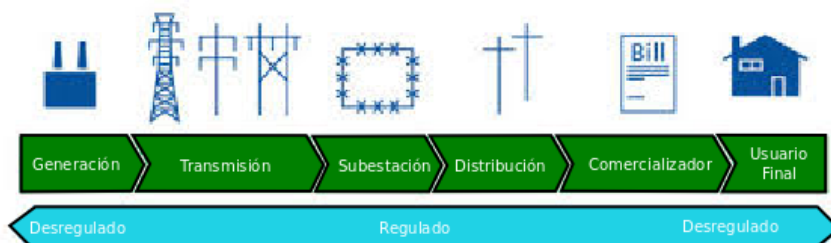


Figura 2.6: Etapas del sector eléctrico [49].

En este proceso, se pueden identificar algunos modelos generales dependiendo del grado de liberalización y de la calidad de los participantes del mercado [50]:

1. Empresa verticalmente integrada / no existe la competencia.
2. Comprador único / Competencia por el mercado de generación.
3. Mercado mayorista / Competencia en el mercado (Generadores y grandes consumidores).
4. Mercado mayorista y minorista / Competencia plena.

Estos modelos regulatorios deben dar respuesta a las características particulares del sector eléctrico de cada país, estableciendo reglas claras, transparentes y estables que se apliquen y permitan a los actores conocer las reglas donde desarrollan sus actividades. En (figura 2.7) se muestra la evolución de la estructura llevada a cabo por algunos países de la región y del Reino Unido (UK) y dónde se ubican actualmente sus mercados. Para el caso de Uruguay, el marco regulatorio establece las condiciones para que se promueva la competencia en el mercado de generación, sin embargo en la realidad se da un escenario distinto, donde los generadores compiten por venderle a un único comprador¹⁴ [52].

2.3.1. Mercado eléctrico y formación del precio

El mercado eléctrico es el lugar donde se juntan compradores y vendedores para realizar transacciones de energía (pueden existir herramientas donde no necesariamente se realicen una compra/venta física de energía). En cualquier tipo de mercado existe un pago único por el bien del servicios realizado, el cual se traduce

tasas reguladas por entes independientes generalmente de carácter estatal, para hacer uso del servicio.

¹⁴aunque actualmente esto se esta revirtiendo en forma lenta [51]

2.3. Estructura del Mercado Eléctrico

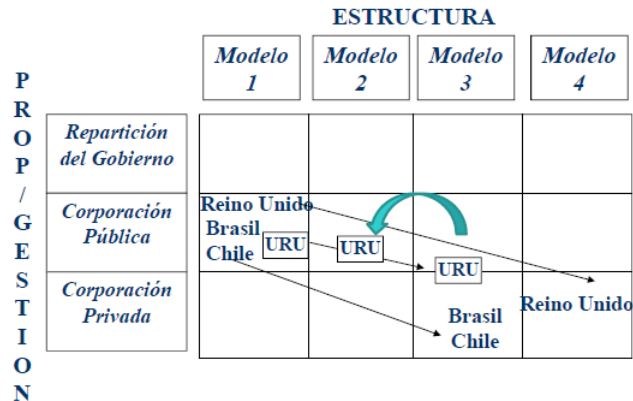


Figura 2.7: Grado de liberalización del mercado eléctrico [50].

en el pago por el valor del bien o el servicio tranzado. El objetivo de la reestructuración es maximizar la eficiencia del mercado de energía a través de la introducción de competencia [1, 48]. La teoría económica garantiza estos resultados asegurando que bajo estas condiciones de competencia el mercado alcanza el equilibrio. Para esto es necesario que se cumplan tres condiciones esenciales: proveedores que sean tomadores de precios en el mercado, conocimiento público o transparencia de precio en el mercado y costos de producción bien conocidos. Aunque conocer o estimar los costos de producción para cada una de las tecnologías es una tarea difícil si los generadores no hacen públicos sus costos, no significa un problema mayor ya que la reestructuración puede ser exitosa si los mercados son diseñados para asegurar la competencia real y la formación de precios de manera transparente.

Ante estos cambios se genera la pregunta: *¿ Por qué la introducción de competencia en mercado eléctrico es buena para los usuarios finales?* La competencia en el mercado minimiza los costos operativos a largo plazo y les paga a los productores o proveedores lo suficiente para cubrir sus costos mínimos alcanzando la estabilidad del mercado (aunque en el corto plazo es posible una depreciación del precio del bien, no es posible pagar en promedio un precio menor al promedio de los costos operativos y de funcionamiento a largo plazo).

En la mayoría de los mercados mayoristas competitivos, hay cuatro componentes principales que afectan al precio de la energía:

- Generación de energía - el bien de consumo o *commodity* consumido por los clientes del sector eléctrico.
- Capacidad o disponibilidad – es el servicio de mantener a disposición un recurso (generador) para despachar en caso de ser necesario
- Servicios Auxiliares – Son los servicios adicionales para asegurar el buen funcionamiento del sistema manteniendo la calidad en la entrega del servicio (regulación de tensión, reservas, etc.).
- Control de congestión y pérdidas de transmisión – Es el costo asociado con:

Capítulo 2. Mercados Eléctricos

- La entrega de energía en una red de transmisión congestionada debido a capacidad insuficiente en las líneas.
- Las pérdidas físicas en las líneas de transmisión debidas al transporte de potencia.

Cada operador o regulador de los diferentes mercados utiliza sus propias terminologías y metodologías de cálculo de costo para tener en cuenta estos factores en el precio global. Por lo general, la generación de energía tiene el mayor peso dentro de la ecuación del precio, seguido de la capacidad de reservas disponible. Existen también otros componentes que pueden agregar costos considerables en ciertas situaciones (*ej.* la entrada de una máquina en reserva debido a una falla en una planta generadora). El precio final de una unidad de electricidad (MWh) por lo general se conoce como un precio marginal local o LMP (*Locational Marginal Price*). Este precio es local debido a que hay costos asociados con la transmisión de la electricidad desde la fuente de generación hasta la barra o el nodo en distribución donde es consumida. El hecho que sea marginal se refiere a que el costo de la energía en un momento y lugar dado está determinado por el recurso o máquina más caro despachado para abastecer la demanda.

La estructura general de los mercados eléctricos contempla que la energía sea comprada, vendida o comercializada por intermediarios (transacciones financieras) en los mercados mayorista o *wholesale* y minorista o *retail*, operando de manera similar a los mercados mayoristas y minoristas de otros *commodities* (*ej.* café, trigo, etc). La generación y venta de electricidad a los grandes consumidores o comercializadoras es realizada en el mercado mayorista, mientras que la compra y venta¹⁵ de electricidad a los pequeños consumidores se realiza en el mercado minorista.

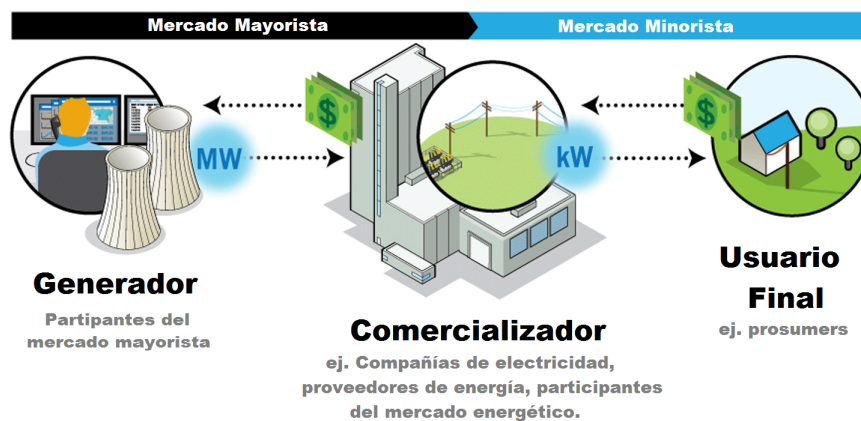


Figura 2.8: Mercados mayoristas y minoristas [53]

Para contextualizar, los principales objetivos de la reforma fueron:

¹⁵Con la pendiente pronunciada en caída de precio en tecnologías de auto-generación y baterías, se espera que los usuarios residenciales puedan volcar energía a la red para atender de forma local las necesidades de usuarios vecinos

2.3. Estructura del Mercado Eléctrico

- Asegurar el suministro con el mínimo costo posible y con un adecuado nivel de calidad.
- Promover el desarrollo eficiente y sustentable del sector eléctrico.
- Promover los intercambios internacionales de manera de que los consumidores también accedan a la energía de la región a precios competitivos.
- Maximizar la eficiencia de recursos físicos de la red eléctrica adaptándola a las nuevas tecnologías y requerimientos de los usuarios.

Entre los principales cambios estructurales del sector podemos destacar:

- Separación entre la regulación y la actividad empresarial del Estado en el sector.
- Impulso de la competencia en las etapas donde es posible: generación y comercialización.
- Régimen de servicio público o regulado para la transmisión y distribución, permitiendo la libre entrada y salida en la red.

2.3.2. Mercado mayorista

El cometido principal del mercado mayorista es la compra y venta de energía entre generadores, grandes consumidores¹⁶ que participan directamente en este mercado y las comercializadoras que luego venden servicios en el mercado minorista. En él existen básicamente dos maneras de realizar intercambios comerciales entre compradores y vendedores, las cuales se diferencian básicamente en la fecha en que se entrega la energía [1, 54]:

- **Mercados de futuros o *forward*:** En esta modalidad se fija una fecha futura para la entrega del servicio, donde el precio puede fijarse de dos maneras:
 - trato directo mediante contrato entre partes (un/unos comprador/es y un/unos vendedor/es se ponen de acuerdo en una cantidad y a un precio celebrando un contrato).
 - mediante un sistema tipo *pool* (los oferentes venden y compran con la coordinación centralizada de un intermediario).

Generalmente, estas dos modalidades se superponen en un mercado real, pero el mercado queda definido por el tipo de contrato de mayor relevancia.

¹⁶Las reglas de participación de los mercados depende del marco regulatorio propio del mercado

Capítulo 2. Mercados Eléctricos

- **Mercado en tiempo real o *spot*:** es aquel donde todos los activos que se compran o venden se entregan de forma inmediata (o en un corto período de tiempo) al precio de mercado del momento de la compra/venta (*ej.* Bolsa de valores). Es necesario para corregir arreglos de diferencias entre los contratos celebrados en los mercados *forward* y la producción y demanda reales.

Dentro de los mercados *forward*, destacamos el modelo *pool* clásico [1, 55] que permite organizar la programación del despacho de cada máquina generador para un día y hora dados y sus respectivos pagos. Este modelo fue diseñado para ordenar el mercado, asegurando el abastecimiento de la demanda y permitiendo la competencia entre los generadores conectados a una misma red o mediante la importación de energía a través de la interconexión con otra red eléctrica. En este modelo es substancial la intervención de un agente de contralor o regulador del mercado de características generalmente estatales, encargado de la programación y las decisiones en la elección de las máquinas seleccionadas para ser despachadas.

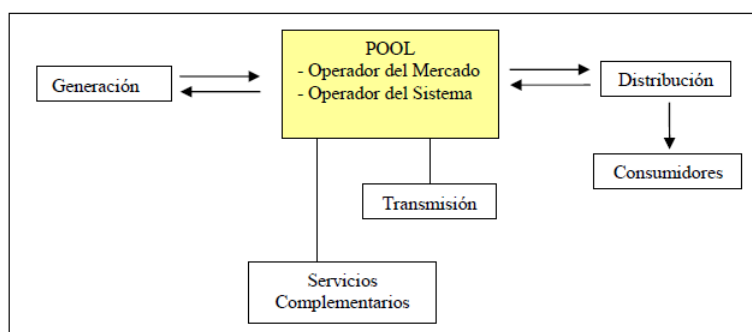


Figura 2.9: Esquema del mercado clásico tipo *Pool* [55].

En el modelo *pool*, cada generador envía ofertas múltiples (precios e información técnica de operación) para que un coordinador central encuentre el despacho económico óptimo por orden de mérito, minimizando el costo de abastecimiento de la demanda y respetando las restricciones técnicas de operación de cada generador. Bajo condiciones normales de operación y luego del despacho eléctrico, los generadores reciben como pago el precio marginal del sistema, el cual es el precio más alto de las ofertas aceptadas en el *pool*. Este precio es publicado posterior al cierre del mercado pero antes del momento del despacho eléctrico (se pueden presentar ofertas hasta la hora del cierre del mercado), siendo luego corregido en un mercado de balance en tiempo real tipo *spot*. Como ejemplo de esta modalidad de mercado podemos mencionar a *PJM* en EEUU [53] o *NordPool* en los países Nórdicos [56]. Otra opción es publicar el precio luego del despacho eléctrico (hasta varios días posterior al despacho) con las ofertas recibidas antes del cierre del mercado, dependiendo de las condiciones del sistema e incluyendo los costos incurridos para mantener el sistema balanceado, como es el caso del mercado Inglés [57]. En la mayoría de estos mercados, en mayor o menor grado, existe la posibilidad de celebrar contratos a futuro entre partes, ya sea por volúmenes de energía o mediante mecanismos para la fijación o cota superiores de los precios, como forma de blindarse frente a la volatilidad de los precios de generación.

2.3. Estructura del Mercado Eléctrico

Formación del precio mayorista

El precio de la energía en el mercado mayorista puede ser determinado como una combinación de las siguientes herramientas financieras:

- **Contratos bilaterales:** Contratos establecidos entre un generador y comprador de energía sin la supervisión del operador o regulador del sistema o ISO (Independent System Operator). El proveedor suele ser una planta de generación o una entidad financiera (especulador del mercado que compra y vende), mientras que el comprador suele ser un comercializador en el mercado minorista, una empresa distribuidora o directamente un consumidor final (con permisos para participar del mercado mayorista). El contrato es presentado al operador del sistema para realizar la facturación una vez que se cierra el mercado.
- **Formación de precios *forward* basados en subastas (mercado tipo *pool*):** El precio de la energía es determinado antes del despacho eléctrico a través de una subasta de ofertas de generación y consumo; el cierre del mercado para que los participantes presenten sus ofertas tienen diferentes horizontes de tiempo, los cuales pueden ir desde el día antes, semana, mes, año o varios años en el futuro, dependiendo de la regulación del mercado pertinente.
- **Precio en tiempo real o mercado *spot*:** Este precio refleja los ajustes basados en las condiciones del mercado en el momento del despacho eléctrico: condiciones de congestión en líneas, condición de despacho de fuentes renovables, desbalance entre previsión de despacho económico y la demanda real. Este precio puede ser publicado momentos antes o después del cierre del mercado (incluso hasta varios días después), dependiendo de la regulación del mercado pertinente.

Contrato Bilateral: El interés del contrato bilateral, tanto para el generador como para el consumidor, surge de la necesidad de protegerse frente al riesgo incurrido en vender o adquirir la energía directamente de las ofertas momentáneas realizadas en un sistema de subastas, debido a la incertidumbre de las variables que determinan el beneficio o los costos asociados. Esta incertidumbre está asociada fundamentalmente a la variación de los precios en los picos de demanda en determinados horarios, incertidumbre de fuentes renovables y a más largo plazo el costo de generación originado por las fluctuaciones del precio del combustible, etc. Por ello, el desarrollo de mecanismos simples y eficaces que faciliten la implantación de contratos bilaterales resulta fundamental, no sólo para el generador y el consumidor sino para el propio operador del mercado o ente regulador, que puede constituirse en árbitro de dichas transacciones de energía pactadas de antemano en caso de que las partes así lo requieran.

- ***Contrato bilateral físico:*** El generador asegura el abastecimiento a un precio establecido para un período de tiempo determinado y con entrega física de energía. Adicionalmente puede ofrecer unos márgenes de tolerancia.

Capítulo 2. Mercados Eléctricos

- *Contrato bilateral financiero:* Esta opción consiste en una liquidación financiera por diferencias (SWAP, pago/cobro de la diferencia entre el precio del mercado diario y un cierto valor pactado en el contrato; sin entrega física de energía). A nivel del mercado minorista, se puede gestionar la energía que consumen miles de usuarios y, como consecuencia, ser más flexibles en el precio.

Aunque siempre habrá quien busca en las coberturas incrementar sus ingresos, la principal finalidad del contrato es dar estabilidad y seguridad, conociendo de antemano el precio a cobrar y evitando fluctuaciones y sorpresas.

El proceso de subastas: Las subastas de apertura y cierre son periodos de negociación en el mercado mayorista que se caracterizan porque podemos introducir, modificar y cancelar ofertas de generación o de demanda estimada, pero sin ejecutar las acciones. En estos mecanismos, existe un regulador independiente que calcula el precio de equilibrio entre las ofertas de generación recibidas y la demanda eléctrica lo más bajo posible. En teoría, los precios de la oferta se basan en el costo de operar la instalación y restricciones físicas para la entrada y salida de la red¹⁷(figura 2.10).

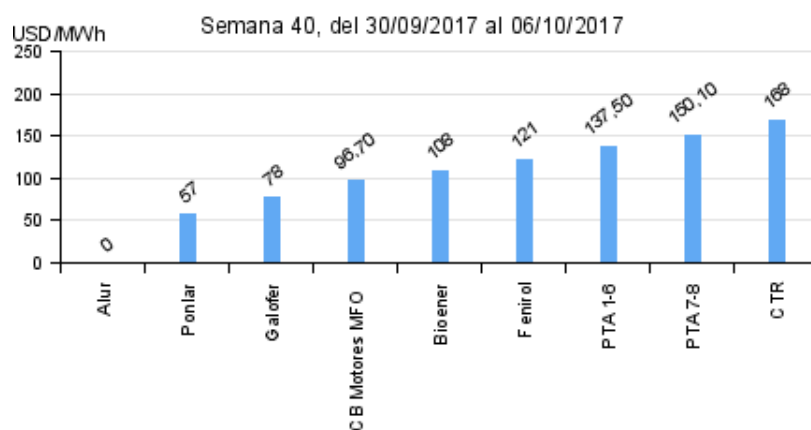


Figura 2.10: Ejemplo de costos marginales de operación para distintas tecnologías [51].

El operador o regulador del mercado, una vez que recibe las ofertas de generación/consumo, las ordena (mercado tipo *pool*) en forma ascendente en precio para determinar cuánto suministro habrá disponible y a qué precio de generación. A continuación, selecciona las fuentes (generadores) ganadores de la subasta, haciendo pública esta información posterior al cierre del mercado y antes del despacho eléctrico. El precio de la energía es el resultado de la subasta para ese instante de tiempo y se establece en función de la unidad o costo de la máquina que margina (oferta más cara) el despacho económico.

¹⁷Por ejemplo en ocasiones para una Central Nuclear es preferible ofertar por debajo de sus costos ya que apagar el sistema sería aún más costos.

2.3. Estructura del Mercado Eléctrico

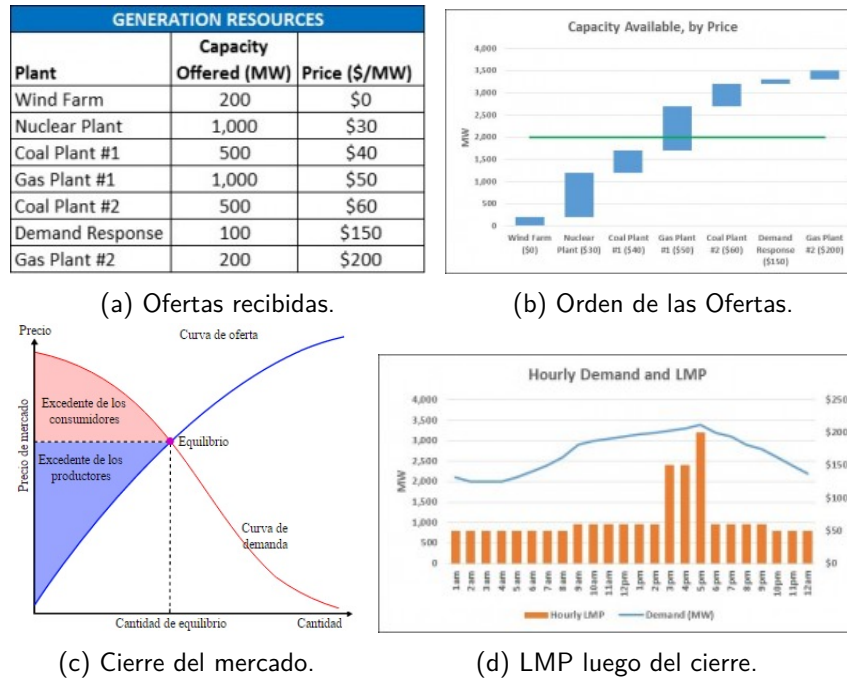


Figura 2.11: Ej. de un mercados de Subastas

A modo de ejemplo, las figuras (2.11a-2.11d) muestra un ejemplo del proceso de recepción de ofertas y posterior cierre del mercado mediante el proceso de subasta para cada hora del día siguiente. Es importante notar como la oferta por control de la demanda (DRM) se publica con características similares a una oferta de generación. El control de la demanda viene cobrando cada vez más fuerza con las nuevas tecnologías de automatización y control distribuido disponibles en la nueva arquitectura de *smart grid* [57, 58]. Más adelante, en este capítulo, se describe detalladamente esta tecnología constituyéndose en el enfoque principal de esta tesis.

Al ser un ejemplo de una subasta, se simplifica y se omite mucha información por ejemplo restricciones de tiempo para la puesta en funcionamiento, rampa de carga, etc., que tiene un peso considerable en la formación del precio y resultado de la subasta. Particularmente, la curva de oferta no es constante durante todo el día; la generación eólica y solar presentan variaciones a lo largo del día, la congestión de transmisión afecta a plantas de forma diferente según su ubicación relativa, etc. Algunos de estos recursos pueden participar de forma indirecta de la subasta o pujar en otros mercados diarios (ej. servicios auxiliares de regulación, capacidad de reserva, etc.) en caso de no ser seleccionados para el despacho eléctrico.

2.3.3. Control de la demanda

El control de la demanda (DRM)¹⁸ puede ser definido en forma intuitiva como la modificación o cambios en el perfil de potencia de un usuario con respecto a sus patrones normales de consumo, reaccionando a determinadas señales dinámicas enviadas por el proveedor. Estos cambios pueden ser utilizados por los proveedores del mercado minorista para incentivar a los usuarios a disminuir su consumo en las horas en que los precios de la energía en el mercado mayorista son altos o para mantener la eficiencia y la calidad del servicio en la red eléctrica (*ej.* parámetros aceptados en los niveles de voltaje y frecuencia) [59].

En particular, para el sistema eléctrico es de interés que las empresas que brindan el servicio de abastecimiento de energía puedan incentivar a sus clientes a consumir de manera beneficiosa o solidaria con la red. De este modo, mediante sistemas de control centralizado o tarifas dinámicas de precios de la energía, modifican y coordinan los perfiles de consumo de sus clientes de manera de controlar la demanda agregada. La capacidad de automatización en el usuario final permite una planificación más eficiente de las cargas, aplanando la curva de potencia en el usuario, llenando valles (figura 2.12) y utilizando las señales intercambiadas con su proveedor para lograr un consumo más beneficioso. Con estos mecanismos se brinda un servicio de eficiencia y transparencia a los usuarios en el uso y el precio pagado por la energía, logrando también mayor eficiencia en el mercado mayorista (*ej.* disminuyendo los picos de consumo no es necesario despachar energía de tecnologías caras, bajando el precio de la energía en este mercado) y mejor utilización de los recursos de la red eléctrica (*ej.* evitar congestión o sobre carga en alguna línea), traduciéndose en una disminución de los costos del sistema.

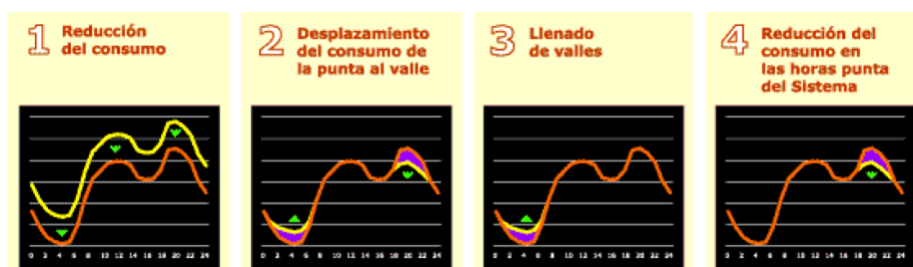


Figura 2.12: Modificación del perfil de consumo en usuarios finales [60].

¹⁸En general, los términos *demand response management* y *price-responsive demand* son utilizados con el mismo significado, aunque existen algunas diferencias en la práctica. *Price-responsive demand* pone el énfasis en utilizar las señales de precio del mercado en mejorar la eficiencia económica del consumo de energía (pagar menos consumir más). Los programas de *demand response* en el mercado mayorista hacen referencia a una reducción en la demanda o servicios de corte en el suministro utilizados para mejorar la confiabilidad del sistema. Estos programas se enfocan en proveer o mejorar la capacidad o reservas en el sistema eléctrico, pagando a los usuarios inscriptos en el programa para que retiren sus cargas de la red en los momentos en que el sistema se encuentra por debajo de los límites establecidos de capacidad o reservas operativas.

2.3. Estructura del Mercado Eléctrico

El nuevo paradigma requiere un cambio en el rol que los consumidores juegan en el sistema, donde dejen de comportarse como simples consumidores pasivos y pasen a tomar un rol activo en cuanto a las decisiones que se toman para mantener el buen desempeño de la red [25]. Para lograr esto, hay que dotar a la red con tecnologías de comunicación y control para el intercambio de información entre todos los involucrados (comercializadoras, usuarios, operadores de red, etc.). Los mercados, la regulación y los modelos de servicio deben estar diseñados para fomentar la participación activa del consumidor y la apertura de nuevos agentes como agregadores de soluciones DRM [27, 42]. Esta evolución impulsará el desarrollo de algoritmos de control avanzado, las estrategias de gestión y arquitecturas de comunicación necesarias para poner en marcha avanzados servicios de administración de energía como DRM, medidores inteligentes, automatización de la distribución, servicios de gestión de crisis, etc.

2.3.4. Servicios auxiliares

En el mercado de servicio auxiliares o complementarios participan todos los procesos que involucran corregir los desequilibrios entre la generación y la demanda. En algunos casos se vuelve necesario generar las condiciones e incentivos para que se fomente la entrada de nuevos participantes y la competencia en una estructura por *ej.* tipo *pool*, como es el caso de PJM [58]. Algunos de los mercados que podemos encontrar en este servicios abarcan:

- Mercado de regulación de frecuencia (figura 2.13).
- Mercado de capacidad o reserva de diferentes horizontes de tiempo de entrada, variando desde algunas horas hasta minutos antes del momento de despacho.
- Mercado de regulación de Voltaje o Reactiva.
- Servicios de corte, *demand response* en sus diferentes posibilidades.

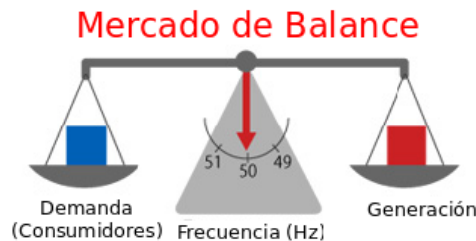


Figura 2.13: Balance entre Demanda y Generación [58].

Los agentes que participan del mercado mayorista, ponen algunos de estos servicios complementarios a disposición del operador como condición para poder participar en él, aunque también pueden existir agentes que solo les interesa participar en los mercados de servicios auxiliares. Todos los procesos que forman parte

Capítulo 2. Mercados Eléctricos

de estos servicios auxiliares permiten el control y la operación en tiempo real de la red eléctrica, de manera que en cualquier momento y en cualquier parte, la calidad y la seguridad de entrega del servicio estén garantizada.

2.3.5. Transmisión y distribución

La transmisión y distribución en el sistema eléctrico representan las diferentes etapas físicas de la red (cables, transformadores, etc) utilizadas para transportar la energía desde los centros de generación hacia los puntos de consumo. La diferencia entre ambas etapas refiere particularmente a los niveles de voltaje en que se transporta la energía en la red eléctrica, constituyendo dos etapas o sistemas separados y por ende su planificación y operación suelen ser realizadas por diferentes empresas.

La red de transmisión refiere a la etapa de suministro de la energía eléctrica que mueve grandes cantidades de electricidad desde los sitios donde se genera (grandes centros de generación), transportándola largas distancias hasta las subestaciones cercanas a las áreas de consumo. En la mayoría de los casos, la energía que circula a través del sistema de transmisión debe reducirse a niveles más bajos de tensión en la etapa de distribución para poder ser entregada a un usuario residencial, un comercio o una pequeña industria. Lo habitual es que el cliente final se conecte a la red de distribución de baja tensión, aunque existen excepciones, generalmente grandes consumidores que se conectan directamente a la red de media tensión o incluso a la red de transmisión como es el caso de algunas fábricas, siderúrgicas, etcétera. Otra diferencia es el diseño o topología de sus redes, donde una topología mallada o con bucles es características de las redes de transmisión, a diferencia del diseño tipo árbol o radial característico de las redes de distribución.

Particularmente, la actividad de distribución implica una serie de obligaciones directamente vinculadas con los usuarios finales de la energía:

- Operar la red de distribución: asegurar que la energía eléctrica llegue a los clientes a través de las redes de distribución, con la calidad adecuada de tensión, frecuencia, armónicos, etc., y garantizando el suministro.
- El mantenimiento de las instalaciones para garantizar su capacidad operativa.
- Asegurar el abastecimiento en caso de fallas:
 - asegurar que ningún elemento del sistema trabaje sobrecargado (control de congestión).
 - tomar medidas de acción en caso de que una planta generadora o una línea de la red presenten fallas o caídas.
- Trabajar con la configuración adecuada para minimizar las pérdidas físicas del sistema.

2.3. Estructura del Mercado Eléctrico

- Medir el balance eléctrico, el consumo para cada cliente mediante el uso de contadores inteligentes y la tele-gestión, contribuyendo a lograr un uso más eficiente de la energía y una disminución el precio pagado por la misma.
- Planificar y construir nuevas instalaciones de distribución para atender la futura demanda.
- Atender todas las exigencias de información del regulador y de los comercializadores de la energía en el mercado minorista.
- Permitir el libre acceso a los diferentes actores del sector eléctrico para que puedan consumir o volcar energía desde o hacia la red.

Uno de los elementos clave en las *smart grid* es el equipo de medida en tiempo real *smart meter*, el cual permite registrar el consumo de energía eléctrica en tiempo real y el conocimiento del estado de operación actual de la red. La lectura y análisis de estos datos es fundamental para que la empresa comercializadora pueda generar la facturación al cliente y realizar la tele gestión y coordinación de los usuarios para brindar servicios de energía en forma óptima (planes DRM, etc).

Como no resulta eficiente desarrollar redes en competencia (es más eficiente tener una línea de alta capacidad de transporte que dos líneas de menor capacidad), es común que la actividad de transporte y distribución estén controladas por un operador único que da servicio a los generadores y comercializadoras de manera que el sistema sea más eficiente. Para su remuneración, los operadores de transporte y distribución reciben una compensación económica con tarifas reguladas y en función del uso de su red, garantizando la apertura y el libre uso de sus recursos a los diferentes actores. La remuneración recibida proviene en parte de las tarifas de acceso que pagan todos los consumidores.

2.3.6. Mercado minorista

El mercado minorista es el segmento encargado de todos los servicios concernientes a la venta de energía y el acceso a la red de distribución local a la cual los usuarios finales se conectan. Tradicionalmente, estos usuarios sólo tenían una opción para comprar la electricidad: la empresa de servicios públicos bajo condiciones y tarifas establecidas por el organismo gubernamental regulador. La posterior reestructuración de los mercados y la introducción de competencia en el mercado minorista permitió a los usuarios negociar directamente con un abanico de empresas proveedores de servicios eléctricos, independientemente de quién posee las líneas de transmisión para el transporte y distribución de la electricidad (figura 2.14).

Estas comercializadoras compran su demanda agregada estimada en el mercado mayorista para luego revenderla a sus clientes del mercado minorista, pagando las tasas de peajes por la utilización de las redes de transporte y distribución. El proveedor tiene derecho a acceder en forma libre a las redes de distribución local a la cual se encuentran conectado el consumidor final, siendo responsable por todos los servicios relacionados con el suministro eléctrico. En caso de ser

Capítulo 2. Mercados Eléctricos

un mercado monopólico y regulado, la reventa de electricidad en este mercado es realizado a una tarifa establecida por los reguladores estatales. Actualmente son pocos los consumidores capaces de participar y adquirir su energía de forma directa en el mercado mayorista, la mayor parte de los consumidores lo hacen a través de empresas comercializadoras (usuarios residenciales, edificio de oficinas, pequeñas industrias, etc.).

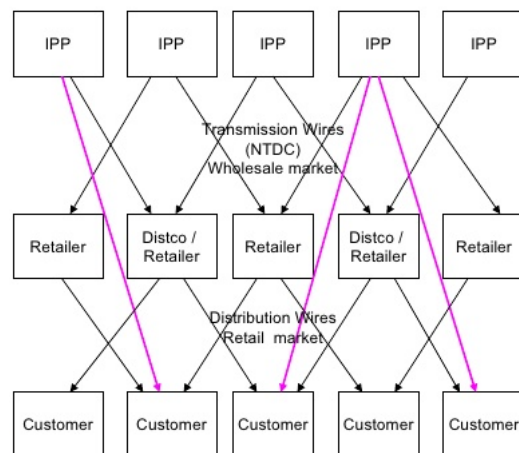


Figura 2.14: Modelo de reestructuración del mercado minorista e introducción de competencia mediante generadores privados sin fines de lucro (IPP) [50].

De esta forma, el costo de la energía en el mercado minorista se compone principalmente de dos factores:

- El costo de la producción de energía, que incluye además del costo de generación en el mercado mayorista, los costos de los servicios auxiliares o de balance entre la generación y la demanda, reserva de capacidad, etc.
- Los costos regulados, que constituyen la llamada tarifa de acceso. Los principales conceptos que incluyen estos peajes son los costos de las redes (transporte y distribución), los subsidios, impuestos debido a políticas gubernamentales (*ej.* fomento de la tecnología renovable), etc.

La competencia en este mercado se limita prácticamente al primer concepto (el costo de la energía), debido a que los costos de acceso son establecidos por el regulador del sistema¹⁹. La Comercializadora canaliza los contactos del cliente final con el resto de los agentes del sistema, incluida la empresa operadora de la red de distribución que posee y mantiene la red eléctrica que suministra al cliente (red física), pudiendo ser parte o no del mismo grupo empresarial.

Entre las ventajas de la introducción de competencias podemos enumerar [61, 62]:

¹⁹El regulador del sistema puede ser el gobierno imponiendo tasas a través de decretos, o un organismo independiente con la potestad de regulador del mercado

2.3. Estructura del Mercado Eléctrico

- Los consumidores tienen la oportunidad de elegir su proveedor entre un abanico de posibles compañías, las cuales ofrecen distintas modalidades de contratos.
- Si se mantiene una franja de competidores regulados, estos pueden beneficiarse de las reducciones en los precios reales [63].
- Abre la posibilidad para que las empresas puedan ofrecer a su clientes (reales y potenciales) nuevos productos, servicios y opciones tarifarias.
- Permite la promoción de tecnologías limpias, asegurando a sus clientes que la energía que les venden provienen de estas fuentes renovables [44].
- Estimula la competencia en el mercado mayorista al estimular las negociaciones y los términos de contratos entre generadores y comercializadoras competitivos, produciendo mayor presión sobre los generadores para bajar costos y el precio de generación.
- Entrega mayor liquidez al mercado mayorista debido al incremento y cambio de expectativas de los agentes compradores, abriendo la puerta a la entrada de intermediarios financieros capaces de generar utilidades mediante el control del riesgo en la volatilidad de los precios.
- Las comercializadoras competitivas tienen mayores incentivos para realizar de forma más eficientes los servicios de suministro de energía y disminuir sus costos frente a las compañías reguladas.
- Hace más transparente el mercado para los consumidores y la formación del precio de la energía.
- Se crea un mercado de nuevos productos en la venta de electricidad, ya que las comercializadoras competitivas pueden ofrecer servicios con valor agregado como manejo del riesgo, control de la demanda, servicios de uso eficiente de la energía, servicios auxiliares (regulación, recorte de consumo momentáneo, etc.), etc.

La práctica usual de operación de las redes de potencia es despachar la potencia necesaria para abastecer la demanda, lo cual es una tarea compleja por las variaciones temporales que ésta presenta. La empresa operadora de la red y del mercado junto con los generadores deben ser capaces de abastecer la potencia necesaria en todo momento, proveer la capacidad de transmisión y distribución para abastecer los picos de demanda y no para el promedio general. Como resultado, la potencia en la red tiene un bajo factor de carga y en consecuencia una sub utilización en casi todo momento, lo cual resulta sumamente costoso. Como ejemplo, según [64] el factor de utilización de la red eléctrica es de aproximadamente 55 %, además el 10 % de la generación y el 25 % de la capacidad de distribución son utilizadas menos de 5 % de las horas del año en que se brinda el servicio. Modificar la demanda para reducir sus picos de potencia y su distribución en el tiempo resulta en una

Capítulo 2. Mercados Eléctricos

mejoría sustancial no sólo en el aumento del factor de utilización de la red, sino también un posible ahorro en su planificación, mejorando los activos actuales y planificados. Este hecho se traduce en una sub-utilización no solo del sistema de

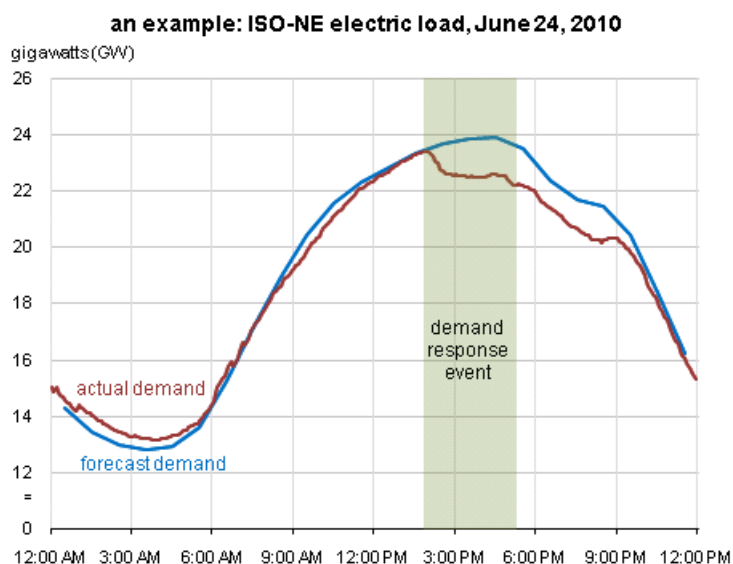


Figura 2.15: Ejemplo DRM en ISO-New England 2010 [65]

distribución, sino también en una ineficiencia de las fuentes de generación y un despilfarro de los recursos físicos y económicos del sistema. La mayoría de los generadores de rápida respuesta, utilizados para abastecer la demanda en caso de un pico de consumo en el sistema, son mayoritariamente costosos (disparan el precio en el mercado mayorista de energía en ese momento) y en su mayoría se basan en derivados de los hidrocarburos (generalmente centrales térmicas que utilizan gas y/o carbón). Para contrarrestar estos efectos, los proveedores comienzan a enfocar sus esfuerzos en la nueva capacidad de flexibilidad²⁰ de los usuarios finales junto con la capacidad de procesamiento y automatización disponibles para la coordinación de algunas cargas²¹. Estos programas de DRM tienen como cometido tanto la reducción del consumo de energía (*ej.* figura (2.15)) como la planificación de cargas a lo largo del día evitando consumir en los momentos del pico de demanda.

Es por esto que se vienen desarrollando sistemas para el control de la demanda en forma centralizada o mediante la estimulación de señales de precios dinámicos para optimizar el perfil de consumo de los usuarios y aplanar la curva de demanda agregada de potencia. La tendencia de los mercados de energía es a depender

²⁰La flexibilidad se puede definir como la modificación de los patrones de generación y/o consumo en respuesta a una señal externa (como un cambio en el precio) para brindar un servicio al sistema de energético [38]

²¹Son las cargas eléctricas que necesariamente deben ser despachadas el día de operación pero sin restricción horaria, pueden ser ejecutadas en los momentos más convenientes. Ejemplo de estos son las bombas para filtros de piscinas, lavadoras de ropa, lava vajilla, carga de batería de automóvil, etc.

2.4. Agentes que participan en el Mercado

de las oportunidades de obtener utilidades a través de la optimización del uso de las DER y los servicios de DRM para sus clientes. El efecto esperado es una mayor eficiencia en el despacho económico y optimizando los recursos físicos de la red, evitando o difiriendo inversiones futuras en capacidad de generación y en infraestructura física.

2.4. Agentes que participan en el Mercado

2.4.1. Organismos de Gestión del mercado

Una de las principales razones por las cuales se crean mecanismos de regulación desde el Estado, es la protección de los consumidores finales, que son los que terminan pagando inevitablemente los costos de la actividad y por otro lado están atomizados sin representación organizada para ejercer sus derechos, en la mayoría de los casos [52]. Cualquier regulación tiene como postulados la transparencia de la actividad, tanto a nivel de reglas como de costos.

Los organismos encargados de la gestión y correcto funcionamiento del sistema eléctrico son el Operador del Mercado y el Operador del Sistema, encargados del funcionamiento y arbitraje de las distintas etapas del mercado y de la operación técnica de la red respectivamente.

Operador del Mercado:

Este organismo gestiona la operación de los mercados publicando los resultados del despacho económico y el orden de mérito de las ofertas realizadas por cada generador. Es el encargado de recibir las ofertas de generación y de demanda de energía de los diferentes participantes en un sistema tipo *pool* y en algunos casos es contralor de los contratos de energía celebrados entre participantes. Debe determinar los precios finales de la electricidad en cada punto del sistema y los cargos necesarios que debe pagar cada comprador de energía del mercado mayorista, junto con los costos operativos de los servicios auxiliares necesarios para mantener el balance entre la generación/demanda, la calidad y disponibilidad de la entrega de energía en todos los puntos del sistema. Tiene que poner a disposición y mantener actualizada toda la información pública del sistema en cuanto al despacho y turnos de operación de todos los participantes, además de proponer medidas para mejorar el funcionamiento y la eficiencia del sistema en cuanto a su marco regulatorio.

Operador del Sistema:

Es el organismo encargado de la operación de la red de transporte y operación técnica del sistema de distribución, por lo tanto es el encargado de garantizar la disposición y calidad del servicio de la red eléctrica. Es encargado de toda la operación física entre los que se encuentra:

- Encargado de mantener la calidad de los recursos físicos del sistema.

Capítulo 2. Mercados Eléctricos

- Encargado de validar que se cumplan las restricciones físicas y técnicas de la red, dados los resultados del despacho económico.
- Se encarga de asegurar la calidad de la entrega de energía a los consumidores finales en cada punto del sistema.
- Encargado de recibir y estudiar la viabilidad de las solicitudes de conexión de nuevos clientes.
- Informar toda capacidad del sistema, así también como de planificar su evolución para garantizar el servicio a largo plazo.

Estos dos entes regulados trabajan de manera coordinada para prevenir situaciones excepcionales que pueden suceder en las redes de transmisión/distribución y/o el fallo de algún generador. En mercados grandes de energía, que abarquen una gran superficie geográfica (PJM, Mercado Ibérico, etc) el Operador del sistema puede estar compuesto por varias empresas trabajando en conjunto y cumpliendo la mismas funciones de manera coordinada pero en diferentes localidades. Generalmente podemos reconocer dos entidades diferentes dependiendo de las redes que operen.

- Operador del sistema de Transmisión o TSO (Transmission System Operator).
- Operador del sistema de Distribución o DSO (Distribution System Operator).

2.4.2. Generadores

Agentes que participan en el mercado mayorista produciendo grandes volúmenes de energía y vendiendo a través de los mecanismos de los mercados organizados o por medio a contratos a otros participantes del mercado (comercializadoras y grandes clientes).

2.4.3. Agentes Financieros

Un Agente financiero o intermediario financiero es una entidad que actúa como intermediario entre dos partes en una transacción financiera en el mercado mayorista, generalmente compra energía a uno o varios generadores para colocarlo a un consumidor o grupo de grandes consumidores. Algunos ejemplos de agentes financieros y sus servicios pueden ser los *brokers* o *traders*: actúan como corredores de bolsa en un mercado tipo *spot*, generando beneficios asumiendo el riesgo asociado a la volatilidad de los precios de los mercados. No se hacen cargo de la energía como tal, si no que la ven como un bien o *commodity*. Se preocupan del manejo comercial en el mercado mayorista especulando con la evolución del precio de la energía a futuro y los riesgos asociados. Si bien algunos autores pueden no considerarlos comercializadoras como tal, en el caso de Noruega se les reconocen como un tipo de comercializadoras. Generalmente estos actores son bancos comerciales o de inversión, fondos de pensiones, etc.

2.4. Agentes que participan en el Mercado

2.4.4. Comercializadoras

La competencia en el mercado minorista y la posibilidad de elección del cliente permite que los consumidores puedan elegir al proveedor de servicios que ofrezca una combinación de calidad de precio y servicio que mejor satisfaga sus necesidades [?]. De esta forma, los proveedores competitivos pueden proveer energía y un conjunto de tarifas y servicios de suministro, manejo de riesgo, manejo de demanda y nuevas oportunidades de servicios de calidad que los diferencien de las demás opciones basándose en las preferencias de cada consumidor. Generalmente, la comercializadora compra energía a un generador o a otro participante del mercado mayorista si es que no posee potencia propia, pagando las tasas de acceso a las redes de transporte y distribución. De los mercados donde la comercialización competitiva es permitida, los comercializadoras generalmente deben atender las siguientes actividades:

- Comprar energía en el mercado mayorista (*pool*) o a otros comerciantes de energía (contratos bilaterales).
- Competir por el suministro de energía en el mercado minorista, compitiendo por atraer clientes frente a otras comercializadoras.
- Procurar los servicios de conexión y uso de la red a los consumidores finales.
- Proveer servicios de energía a los consumidores finales que contrate sus servicios de aprovisionamiento, tarifación, etc..
- Pueden proveer otros productos y servicios energéticos, anexados al suministro energético.

Es por esta razón, que los agentes comercializadores solo tienen sentido práctico en el sector minorista bajo un esquema competitivo.

2.4.5. Consumidores finales de la electricidad

Estos agentes hacen uso de los servicios de energía proporcionados por el sistema participando en los diferentes mercados acorde a su infraestructura, capacidad de consumo y preferencias²². Los usuarios finales se pueden categorizar de la siguiente manera:

- **Grandes clientes:** Son pocos clientes pero su alto nivel de consumo, la mayor sofisticación en los productos que necesitan y la mayor complejidad en la negociación de los mismos, los califica para recibir una atención personalizada participando directamente en el mercado mayorista.

²²Puede ser un usuario que cumpla los requisitos mínimos para catalogar como gran consumidor en el mercado mayorista y sin embargo contratar los servicios de un proveedor de energía para evitar los riesgos intrínsecos de este mercado.

Capítulo 2. Mercados Eléctricos

- **Empresas:** Se trata de un segmento numeroso que incluye negocios de diferente tamaño y actividad, por lo que muestran en algunos casos características similares con los grandes clientes y en otras con los más grandes residenciales.
- **Usuarios residenciales:** Lo componen un importante número de clientes residenciales y pequeños negocios o edificios con consumos pequeños y extensa presencia geográfica en la red de distribución.
 - Edificios inteligentes.
 - Edificios de operación centralizada.
 - Barrios privados actuando como *microgrid*.
 - Hogares, etc.

2.5. Mercado eléctrico en Uruguay

Uruguay ha vivido en los últimos años un importante cambio en su matriz eléctrica, pasando de una situación de déficit de energía firme en los primeros años de este siglo a la posibilidad de exportar excedentes de energía en el presente. En este marco, el incremento significativo de la energía eólica ha alcanzado relevancia mundial. La planificación de una política energética nacional a corto, mediano y largo plazo con un rol orientador preponderante del Estado a través de UTE - empresa eléctrica del Estado- ha procurado avanzar en términos de soberanía (independización de hidrocarburos y de importaciones), volatilidad (independización de hidráulidad) y desarrollo sustentable y ambiental (promoción de tecnologías verdes) [5].

El punto de partida de los cambios ocurridos se centraban básicamente en la fuerte interconexión existente entre Uruguay y Argentina, con el mercado argentino sumamente atomizado y con precios a la baja debido a la fuerte competencia introducida. Bajo ésta y algunas hipótesis adicionales, se podía considerar a ambos mercados integrados en un único gran mercado mayorista con reglas similares, estableciendo competencia en generación y comercialización, compra y venta de energía mediante contratos y en el *spot*, y la transmisión y distribución de electricidad como actividades reguladas debido a sus características propias de monopolios naturales [52].

Sin embargo, la crisis que golpeó a Argentina a comienzos del siglo afectó todos los sectores económicos del país, razón por la cual se dejaron de aplicar las reglas establecidas en el marco regulatorio eléctrico, mientras que en Uruguay aún no se había puesto en práctica la reglamentación. Como resultado, esta visión de mercado integrado con reglas de juego similares, no llegó a aplicarse, dejando de valer asimismo parte de las hipótesis sobre las cuales el mercado uruguayo fue concebido teóricamente, disasociándose la teoría de la práctica.

Modelo del mercado de Uruguay

La Ley Marco Regulatorio de 1997 y su reglamentación en 2002 [10–14] determinan la separación de los sectores de generación, transmisión y distribución, la creación de la figura del administrador y operador del Mercado como entidad independiente (ADME), del que además depende el Despacho Nacional de Cargas, y la creación de la Unidad Reguladora, primero UREE comprendiendo únicamente el sector eléctrico y luego URSEA, con la incorporación de competencias en energía y aguas. Los sectores de transmisión y distribución permanecen como sectores regulados, en particular en poder de UTE, y se consagra el principio de libre acceso a las redes.

Más allá de la apertura a la participación privada propuesta en el marco regulatorio del sector, la participación de actores privados en la generación eléctrica fue marginal, por lo menos hasta el año 2012, cuando de la mano del fuerte impulso de la energía eólica, la participación privada en la generación eléctrica comenzó a tener una mayor importancia. La situación hoy en Uruguay, fundamentalmente a partir de 2005, está cambiando paulatinamente, al parecer sin reversión posible en el medio plazo. Esto es, importante incremento de la participación de privados en forma directa, o de asociaciones público-privadas en las inversiones de generación, particularmente en energías renovables, pero con UTE como único comprador de la energía generada. En un corto período de tiempo las energías renovables no convencionales pasaron de ocupar un lugar marginal dentro del despacho eléctrico a representar casi un tercio de la energía generada en 2016.

La incorporación de actores privados al sistema es creciente, pero la presencia está restringida a renovables, principalmente eólico, lo que la hace dependiente de la generación de UTE en materia de asegurar suministro y la potencia firme en el sistema. En otras palabras, la posición dominante por tenencia de las centrales más importantes y el control indirecto de la oferta firme, seguirá estando en manos de UTE durante algunos años más. Por otro lado, la demanda está atomizada naturalmente en usuarios finales del tipo residencial, y en menor medida entre el resto de los consumidores, que aun teniendo la posibilidad de participar directamente en el mercado mayorista (i.e. potencias a partir de 250 kW) optan por permanecer en su calidad de suscriptores de UTE. Además, la posibilidad de compra a generadores privados está restringida por las cláusulas de exclusividad que tienen estos últimos con UTE.

En síntesis, el reglamento actual establece para el sector un esquema con todas las características clásicas de un modelo tipo 3 (modelo con competencia en el mercado), de acuerdo a las tipologías establecidas en [52], es decir un modelo de mercado mayorista. Sin embargo, a nivel práctico se está aplicando un modelo tipo 2 con comprador único, donde la competencia se da entre generadores por acceder al mercado. El modelo 2 es adecuado para sistemas eléctricos pequeños en donde existen pocas plantas de generación y cada una tiene efectivamente un monopolio en algún rango de la curva de carga. Puede en estos casos ser elegido como una forma efectiva de regulación por contratos, la cual podría en algún momento evolucionar hacia el modelo 3, si se dan las condiciones apropiadas. Un ejemplo de implementación del modelo con una agencia compradora independiente de los

Capítulo 2. Mercados Eléctricos

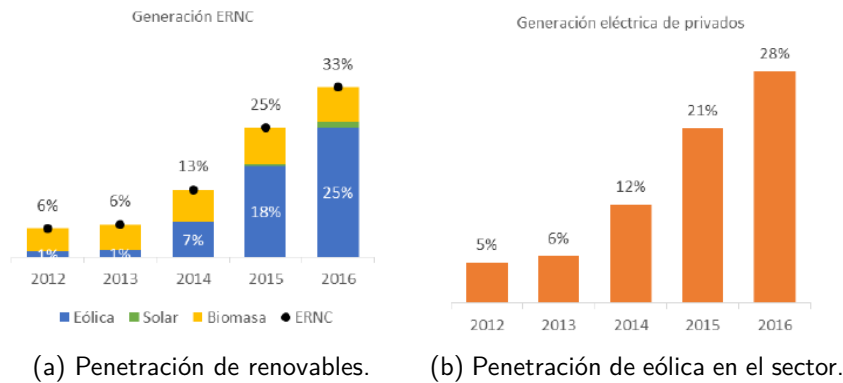


Figura 2.16: Penetración de renovables en el mercado de generación (ADME año 2016) [15]

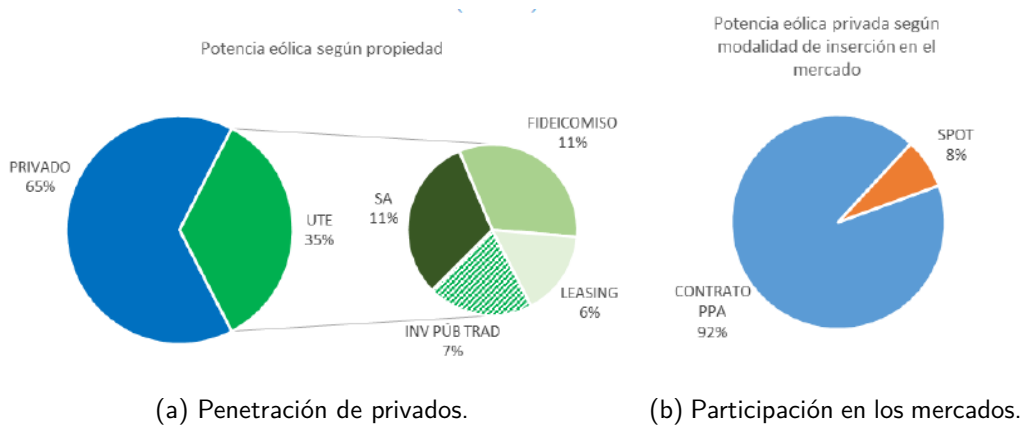


Figura 2.17: Potencia eólica instalada y modalidad de inserción en el mercado mayorista (año 2016) [15]

generadores es el de Irlanda del Norte, en donde la agencia compradora asegura el pago/ingresos de los generadores independientes si se cumplen tres etapas: el pago de los consumidores al Distribuidor (es), el pago del (de los) Distribuidor (es) a la agencia compradora, y el pago de la agencia compradora a los generadores.

Mercado mayorista uruguayo

En los últimos años la matriz eléctrica uruguayaya vivió importantes cambios. En la figura (2.16) se analizan dos dimensiones diferentes de este proceso: el aumento de la generación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y el aumento de la generación privada. En la figura (2.16a) se muestra el importante ascenso de la generación de ERNC sobre la generación total, fundamentalmente a partir del aumento de la generación eólica. En (2.16b) se muestra la otra cara de los cambios acontecidos en el sector de generación eléctrica. En 2012, solo el 5% de la energía provenía de generadores privados, mientras que en 2016 este porcentaje ascendió hasta el 28%. En la figura (2.17a) se muestra la distribución de la potencia

2.5. Mercado eléctrico en Uruguay

eólica instalada para el año 2016 según la propiedad del activo, en dos categorías: Privado o UTE²³. En términos de modalidad de inserción en el mercado, se destaca en la figura (2.17b) que en su gran mayoría los parques eólicos instalados cuentan con un contrato a largo plazo con UTE. Aquellos parques eólicos que dependen del mercado *spot* representan solamente un 8 % de la potencia eólica privada instalada. Si se analizan ambas dimensiones en conjunto, se concluye que solamente el 5 % de la potencia eólica se explica por el mercado *spot* y el restante 95 % tiene fuerte relación con UTE, ya sea por ser desarrollo propio o por contratos a largo plazo con la empresa pública.

La reglamentación vigente habilita a UTE la compra de energía por diferentes fuentes (biomasa, eólica y recientemente solar fotovoltaica) y a raíz de las licitaciones realizadas se celebraron algunas decenas de contratos entre UTE y generadores privados. En estos casos, el ente se compromete a comprar toda la energía generada por la central en plazos de entre 10 y 30 años, con la característica de que la venta sea exclusiva a él. Esto último señala claramente el modelo que se aplica de hecho es uno, donde la competencia es por el mercado y no en el mercado dándose en la práctica se da un modelo tipo 2 y no el modelo tipo 3 reglamentado.

En este modelo, los generadores compiten por un contrato de venta de energía y potencia con una única agencia compradora (UTE), la cual actúa como monopsonio. Es en definitiva, una competencia por la construcción y operación de plantas de generación en base a un contrato de compra-venta de energía con UTE. En el modelo 2, al igual que en el modelo 3, los generadores son convocados de acuerdo al despacho económico de mínimo costo del sistema. La agencia compradora, debe garantizar el acceso de los generadores a las redes y prever mecanismos de compensación en el caso de que el generador no pueda entregar la energía por problemas de congestión.

Mercado minorista uruguayo

Hacia el lado de la demanda en el modelo 2, la agencia compradora podría actuar como monopolio en el suministro a distribuidores o comercializadoras y a grandes consumidores en forma directa. Para el mercado uruguayo, UTE opera como la agencia compradora, coincidiendo también con la empresa comercializadora y operando como monopolio en los servicios de distribución, estando encargada de abastecer a todos los usuarios finales del mercado minorista.

A nivel de auto generación, la normativa vigente [66] regula la posibilidad de que los suscriptores conectados a las redes de distribución de baja tensión están autorizados a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mino-hidráulica, pudiendo volcar sus excedentes a la red. Bajo esta modalidad, el suscriptor²⁴ puede intercambiar energía de manera bidireccional con la red de distribución de energía eléctrica de UTE. De este modo, UTE realiza la compra

²³Para el caso de UTE, se realiza una nueva apertura, distinguiendo cuatro modalidades de inversión: sociedad anónima, fideicomiso, leasing operativo e inversión pública tradicional.

²⁴El suscriptor puede ser categorizado como micro o mini generador.

Capítulo 2. Mercados Eléctricos

de toda la energía que este entregue a la red (o la que el usuario este dispuesto a suministrar), según las condiciones y precios establecidos por el ente regulador. Sin embargo, la falta de tecnología de medidores en tiempo real o *smart meters*, no permite actualmente el uso de tarifas dinámicas para gravar la energía volcada a la red en los momentos más oportunos, utilizando un sistema donde se paga la energía inyectada a la red en determinado período de tiempo, siendo actualmente es mensual [67].

En Uruguay, UTE se encuentra actualmente desarrollando un programa para la instalación de contadores inteligentes en los usuarios residenciales de manera de poder proponer un sistema de precios dinámicos que contemple las variaciones de precios de su mercado mayorista.

Posición de Uruguay en el mundo

Uruguay ha transitado un camino exitoso en materia energética. Las claves del éxito radican en una política de estado de largo plazo y un marco institucional y regulatorio adecuado, que se fue adaptando a nuevas tecnologías y posibilidades. Esto permitió el diseño y la concreción de oportunidades de participación público-privada atractivos para lograr el éxito de la transformación.

Este proceso de transformación de la matriz energética posiciona a Uruguay a la vanguardia de la utilización de energías renovables en el mundo. La participación de 56 % de energías renovables en la matriz primaria (2014) está muy por encima del promedio mundial 9,3 %²⁵. En 2015, el 92 % de la generación eléctrica se originó a partir de fuentes renovables²⁶. Esto contrasta con un promedio mundial de 22 %²⁷.

2.6. Nuevas oportunidades y modelos de negocios

Las nuevas tarifas dinámicas disponibles, la recopilación de datos en tiempo real con *smart meters* y los dispositivos de automatización de aplicaciones eléctricas, motiva a los usuarios finales a utilizar la energía de manera eficiente, mediante planificación y ejecución de manera conveniente de cargas y gestionando su capacidad de flexibilidad²⁸. Cada vez son más los clientes que vuelcan su excedente de micro-generación fotovoltaica a la red de distribución o usan sus vehículos eléctricos como un sistema de almacenamiento de energía, haciendo uso de una red eléctrica con capacidad de flujo en ambos sentidos. Los desarrollos en plataformas

²⁵Fuente: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

²⁶Fuente: <http://portal.ute.com.uy/institucional/ute-i>.

²⁷Fuente: Renewables 2015 Global Status Report, REN 21: <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>.

²⁸La flexibilidad en los usuarios finales puede verse como la capacidad para planificar su consumo a corto plazo. Basándose en la información de precios dinámicos (prevista por su proveedor), previsiones de auto-generación (fotovoltaica principalmente) y capacidad de almacenamiento, el usuario puede elegir si es conveniente auto consumir o almacenar esa energía para volcarla a la red cuando haya escasez [38].

2.6. Nuevas oportunidades y modelos de negocios

de optimización y automatización de cargas, tales como termostatos inteligentes, cargadores de vehículos eléctricos inteligentes o sistemas de almacenamiento, ayudan a los clientes a planificar en el corto plazo la ejecución de estas cargas. Esta planificación genera usuarios capaces de gestionar su flexibilidad decidiendo cuando es conveniente consumir o volcar energía desde/hacia el sistema. Además, su ubicación distribuida en la red tiene el potencial para optimizar los recursos físicos del sistema (ej. incentivar a inyectar energía desde un micro generador cercano geográficamente, evitando la red de transporte), logrando un equilibrio entre la oferta y demanda en diferentes horizontes de tiempo.

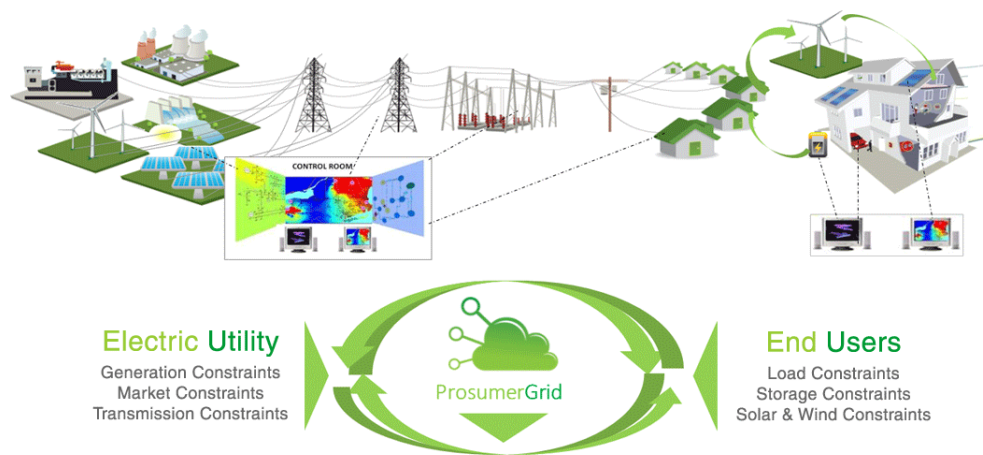


Figura 2.18: Nuevas posibilidades de mercados con la flexibilidad adquirida por los *prosumers* [68].

Los cambios tecnológicos introducidos en el sector han generado una dependencia cada vez mayor del Operador del sistema en el óptimo manejo de la flexibilidad propia de las DER para asegurar y garantizar la calidad del servicio de energía a los usuarios finales. Para integrar correctamente la flexibilidad de los consumidores activos o *prosumers*, los operadores necesitan nuevas arquitecturas de información, modalidad de contratos inteligente y una plataforma que integre la operación y gestión de los recursos de energía junto con la optimización de los recursos físicos, fomentando el intercambio de información y la colaboración entre agentes en los diferentes mercados. Para integrar debidamente esta flexibilidad en la red de distribución, son necesario nuevos agentes comercializadores que brinden servicios coordinando la actividad de sus clientes de forma agregada. Bajo este concepto se facilitan las operaciones en mercados mayoristas y con los operador de red (DSO), optimizando las prestaciones de los recursos físicos y eficiencia en los mercados, generando una disminución en el costo del servicio. Estos proveedores de servicios deben enfocarse en el diseño de nuevos programas, contratos y tarifas disponibles para sus clientes de una manera simple, de adhesión voluntaria y fácil de implementar y entender. Actualmente se están implementando estrategias exitosas [69] para valorizar los recursos energéticos más pequeños, más limpios e inteligentes. Como modelos de estos nuevos agentes prestadores de servicios podemos mencionar:

Capítulo 2. Mercados Eléctricos

- **Local Service Entity - LSE** - Es un agregador local sin fines de lucro que participa en los mercados mayorista y minorista con la intención de abastecer la demanda de sus clientes (usuarios finales de la energía) minimizando el costo de las operaciones.
- **Virtual Power Plant - VPP** - Es una entidad comercial con fines de lucro cuyo objetivo principal es lograr el mayor beneficio posible para sus clientes, manteniendo el equilibrio de la red eléctrica y con el menor costo económico. Utiliza la estructura de red inteligente y la posibilidad de flujo en ambos sentidos de la red de distribución para controlar en forma remota y automática la operación de sus clientes en conjunto con el DSO. Mediante la coordinación y despacho de las DER en la red de distribución puede brindar servicios en el mercado mayorista trabajando con clientes de manera agregada a través de una plataforma de optimización de recursos. La esencia de una VPP es que la ubicación de sus clientes se encuentra distribuido a lo largo de toda la red de distribución, como se muestra en la figura (2.19) .
- **Operador de una Microgrid (MG)**²⁹ - Al igual que la VPP, el operador de una MG es una entidad comercial con fines de lucro cuyo objetivo principal es lograr el mayor beneficio posible para sus clientes. Sin embargo, esta entidad posee la autoridad y el control total de la red donde se ubican sus clientes, operando de forma autónoma y optimizando sus utilidades en conjunto con los DER instalados dentro de su área de jurisdicción, pudiendo actuar incluso en forma aislada del sistema como se muestra en la figura (2.19) .

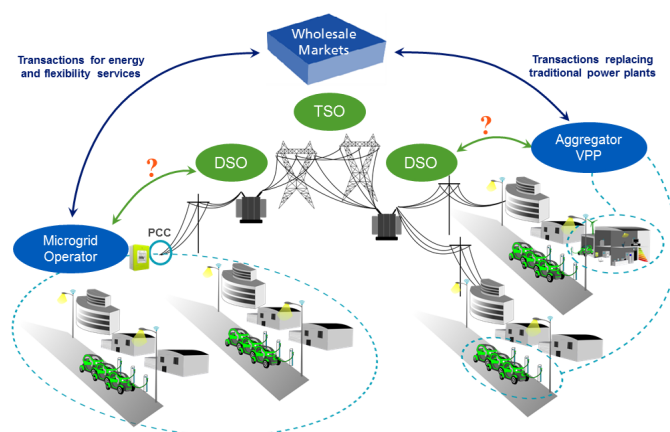


Figura 2.19: enfoques de arquitecturas para Microgrids y VPP para la gestión de las DER [69]

²⁹Una MG se define como una parte del Sistema Eléctrico de Potencia que está compuesta por fuentes de Generación Distribuida y cargas controlables (con selectividad de control para cargas críticas y no críticas); operan como una sola red autónoma, ya sea en paralelo o aislado de la red de suministro de energía existente, y finalmente una MG debe ser intencionalmente planeada (IEEE Std 1547.4-2011,2011)

2.6. Nuevas oportunidades y modelos de negocios

El nuevo paradigma de red inteligente o *smart grid* promueve la aparición de estos agentes del mercado prestando servicios de gestión de forma agregada de sus clientes, generando utilidades e identificando un nuevo eslabón de la cadena de valor del sistema [22, 38]. Este enfoque permite la creación y operación de nuevos y diferentes mercados, donde usuarios residenciales comercialicen su exceso o falta de energía y su flexibilidad con vecinos, agregadores, comercializadoras y operadores del sistema permitiendo transacciones energéticas con flujo de potencia en ambos sentidos de la red de distribución. En el mediano plazo, el rol que jugarán los proveedores de servicios será la coordinación de la demanda agregada de sus clientes residenciales, haciendo de intermediario de transacciones de energía locales entre sus clientes como posible modelo de *share economy* u operando de manera conveniente una MG (*ej.* barrio privado bajo un mismo nodo de distribución, un sistema de industrias y/o comercios, etc), optimizando sus DER y trabajando incluso de manera aislada al sistema eléctrico de acuerdo sus prestaciones y necesidades.

Con esta motivación se presentan los siguientes capítulos de esta tesis, en los cuales se describe un modelo descentralizado de una comercializadora de servicios y sus clientes de características residenciales con alguna capacidad de flexibilidad, intercambiando información pública entre sí y con el Operador del sistema para planificar la reserva de energía para el día de operación, optimizando costos y maximizando el bienestar social del sistema.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 3

Optimización convexa y descomposición dual

3.1. Resumen

En este capítulo se hace un repaso de los métodos de optimización convexa que se usarán para el modelo de control de la demanda. Se resumen las propiedades teóricas de la teoría de optimización convexa y dualidad, los métodos de descomposición de problemas y una breve introducción a los métodos iterativos para la búsqueda del óptimo del problema.

3.2. Conceptos básicos

El objetivo principal de esta tesis fue el desarrollo de un modelo de optimización mediante la descomposición en subproblemas que permita la maximización del bienestar social en la etapa de distribución y comercialización de la energía. En esta etapa los actores involucrados son el Operador del sistema, comercializadoras y los propios usuarios finales de la energía. Resolver este problema de forma centralizada sería engorroso y hasta inviable debido a la cantidad de variables que se deberían manejar, por ejemplo las restricciones físicas de toda la red, las variables de confort de cada usuario del servicio, etc.. Además, existe información de los participantes que es necesario mantener en privado, por ejemplo la función de costos de las comercializadoras, la topología de la red, la planificación de mantenimiento y operación de la red eléctrica, niveles de confort de los usuarios, entre otras.

La teoría de descomposición [70] provee el marco teórico para resolver problemas de optimización convexa, pero separando el problema general en subproblemas más pequeños y resolviendo cada uno de ellos de manera disjunta y en forma paralela o secuencial. Esta teoría provee las herramientas matemáticas y analíticas para el diseño y el control de una red de manera distribuida, intercambiando información de carácter pública entre los participantes. El modelo pretende optimizar los recursos del sistema y los beneficios que obtiene cada participante en el mercado, respetando las restricciones intrínsecas de cada uno y brindando un servicio de calidad y confiable. Los problemas de asignación de recursos en una red pueden ser formulados como un problema maximización de las utilidades o la minimización de los costos asociados a brindar el servicio, trabajando todos en forma coordinada para alcanzar el óptimo del sistema. El enfoque de nuestro modelo se centró principalmente en dos condiciones generales:

- La primera toma en cuenta las propiedades teóricas para encontrar el óptimo global del sistema.
- La segunda es la necesidad de formular la descomposición del problema en sub-problemas, los cuales serán resueltos por cada participante del sistema de manera paralela, manteniendo la integridad de la información privada de cada uno de ellos y trabajando en forma coordinada mediante el intercambio de señales de control.

En cuanto a sus propiedades teóricas, es bien conocido y estudiado que para un problema convexo (una función de costos convexa en un dominio convexo o de restricciones convexas), el mínimo local coincide con el mínimo global. Además, bajo estas hipótesis existen una diversidad de técnicas y métodos que permiten encontrar la solución óptima del problema. Como ejemplo de estos podemos mencionar el método de punto interior, programación lineal, entre otros, desarrollados a partir de la teoría dual de *Lagrange*. Poder reconocer estructuras dentro del problema principal nos brinda la posibilidad de descomponerlo en subproblemas más fáciles de tratar, los cuales bajo ciertas hipótesis, permiten alcanzar el óptimo global del problema resolviendo los subproblemas de manera disjunta o distribuida. Estos algoritmos son principalmente atractivos en problemas de gran dimensión,

en donde una solución centralizada no es viable debido a su escalabilidad, costos computacional y dificultad de contar con la totalidad de la información, siendo esta última la más restrictiva.

En las secciones que acompañan este apartado, se hará una revisión de los conceptos básicos de convexidad, dualidad mediante multiplicadores de *Lagrange*, métodos de descenso y del subgradiente y métodos iterativos de *Gauss-Seidel* o *Jacobi*.

3.2.1. Optimización convexa y dualidad

La optimización matemática es un área de la matemática que típicamente involucra la maximización o minimización de una *función* que representa el desempeño de algún sistema. Esto se resuelve encontrando los valores de las variables cuantificables y controlables que hace que la función alcance su mejor valor pero cumpliendo con ciertas restricciones. En la ecuación (3.1) el problema (G) ilustra el caso típico de un problema de optimización donde se debe encontrar el punto $\mathbf{x} \in \mathcal{F}$ que minimice la función $f(\cdot)$. La optimización convexa es una área de la teoría clásica de optimización muy desarrollada y estudiada, tanto en el aspecto teórico como los métodos prácticos para su resolución [71–73].

De forma intuitiva podemos decir que un conjunto \mathcal{F} es convexo si cualquier segmento que une dos puntos pertenecientes al conjunto también pertenece al conjunto (figura 3.1a). De la misma forma, una función $f := \mathcal{F} \in \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ es convexa si y sólo si al unir dos puntos cualesquiera de la gráfica de la función, el segmento que los une queda por encima (o coincide) con la gráfica (figura 3.1b). Análogamente, una función es cóncava si y sólo si al unir dos puntos cualesquiera, el segmento queda por debajo. De manera formal definimos:

- Un conjunto \mathcal{F} es convexo $\leftrightarrow \forall \mathbf{x}, \mathbf{y} \in \mathcal{F} \quad \lambda \mathbf{x} + (1 - \lambda)\mathbf{y} \in \mathcal{F} \quad \forall \lambda \in [0, 1]$.

- Sea la función $f : \mathcal{F} \in \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$, es convexa sii:

$$f(\lambda \mathbf{x} + (1 - \lambda)\mathbf{y}) \leq \lambda f(\mathbf{x}) + (1 - \lambda)f(\mathbf{y}), \quad \forall \mathbf{x}, \mathbf{y} \in \mathcal{F}, \forall \lambda \in [0, 1]$$

- Sea la función $f : \mathcal{F} \in \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$, es cóncava sii:

$$f(\lambda \mathbf{x} + (1 - \lambda)\mathbf{y}) \geq \lambda f(\mathbf{x}) + (1 - \lambda)f(\mathbf{y}), \quad \forall \mathbf{x}, \mathbf{y} \in \mathcal{F}, \forall \lambda \in [0, 1]$$

- Un problema de minimización o maximización donde f es una función convexa y \mathcal{F} un dominio convexo se llama problema convexo o programa convexo.

Cuando el problema de optimización es difícil de resolver, es posible reformularlo de un modo más fácil por medio de una relajación. Ésta nueva versión se llama *problema relajado* y nos permite tener una aproximación del problema original (figura 3.1c).

$$(G) \begin{cases} \text{mín} & f(\mathbf{x}) \\ \text{s.t.} & \\ & \mathbf{x} \in \mathcal{F} \end{cases} \quad (G_L) \begin{cases} \text{mín} & f_L(\mathbf{x}) \\ \text{s.t.} & \\ & \mathbf{x} \in \mathcal{F}_L \end{cases} \quad (3.1)$$

En 3.1 definimos (G_L) como una *relajación* del problema de G sii:

Capítulo 3. Optimización convexa y descomposición dual

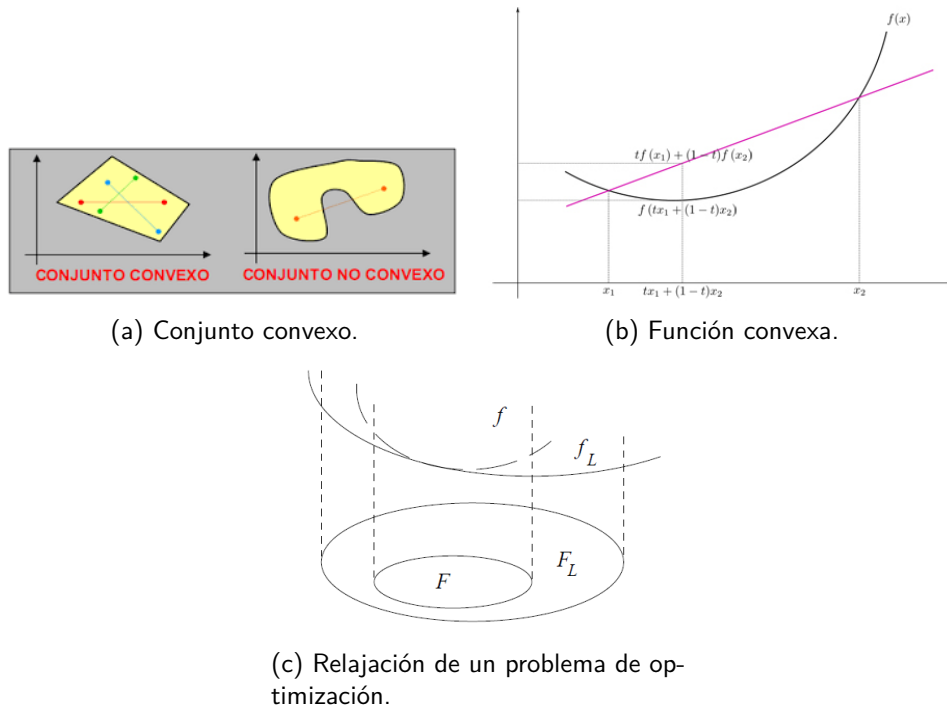


Figura 3.1: Ejemplos de un dominio y una función convexa.

- $\mathcal{F}_L \supseteq \mathcal{F}$,
- $f_L(\mathbf{x}) \leq f(\mathbf{x}), \mathbf{x} \in \mathcal{F}$.

Para una relajación (G_L) del problema (G), si \mathbf{x}_L^* y \mathbf{x}^* son soluciones optimales de (G_L) y (G) respectivamente y además $\mathbf{x}^* \in \mathcal{F}$, se cumple la siguiente propiedad:

$$f_L(\mathbf{x}_L^*) \leq f(\mathbf{x}^*) \leq f(\mathbf{x}_L^*)$$

Con estas definiciones previas definimos el siguiente problema de optimización genérico:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x}} \quad & f_0(\mathbf{x}) \\ \text{s.t.} \quad & f_i(\mathbf{x}) \leq 0 \quad 1 \leq i \leq m, \\ & h_i(\mathbf{x}) = 0 \quad 1 \leq i \leq p, \\ & \mathbf{x} \in \mathbb{R}^n \end{aligned} \tag{3.2}$$

donde $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ es la variable de optimización, f_0 es la función de *costos* o *función objetivo*, f_1, \dots, f_m son las m restricciones de desigualdad, h_1, \dots, h_p son las p restricciones de igualdad y definimos como $\mathcal{F} := \{\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n \mid f_i(\mathbf{x}) \leq 0, h_i(\mathbf{x}) = 0\}$ el conjunto de puntos en \mathbb{R}^n que cumplen con las restricciones. Si la función objetivo y las restricciones de desigualdad son convexas y las de igualdad son lineales (o afines), entonces estamos frente a un problema de optimización convexa. El problema

3.2. Conceptos básicos

(3.2) se dice que es factible si existe al menos un punto \mathbf{x} que cumple con todas las restricciones del problema, siendo $f^* = f_0(\mathbf{x}^*)$ el valor óptimo del problema alcanzado en el punto \mathbf{x}^* . Una de las propiedades básicas y más importantes de la optimización convexa asegura que un óptimo local perteneciente al espacio de soluciones factible, es también un óptimo global. Además, la optimización convexa tiene propiedades prácticas muy útiles cuando utilizamos una relajación de *Lagrange* [71, 74], particularmente en la teoría de dualidad y como base de la teoría de descomposición. La idea detrás de esta teoría es considerar las restricciones de (3.2) como una suma de penalidades ponderadas en la función objetivo. Definimos la función de *Lagrange* como:

$$\mathbb{L}(\mathbf{x}, \lambda, \nu) = f_0(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^m \lambda_i f_i(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^p \nu_i h_i(\mathbf{x}) \quad (3.3)$$

donde $\lambda := (\lambda_i, \forall i \in 1, \dots, p)$ y $\nu := (\nu_i, \forall i \in 1, \dots, m)$ son los multiplicadores de *Lagrange* o *precios asociados* con la i -ésima restricción de desigualdad $f_i(\cdot)$ y la i -ésima restricción de igualdad $h_i(\cdot)$ respectivamente. Una relajación de *Lagrange* o *Lagrangiano* del problema (3.2) queda definido como:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x}} \quad & \mathbb{L}(\mathbf{x}, \lambda, \nu) = f_0(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^m \lambda_i f_i(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^p \nu_i h_i(\mathbf{x}) \\ \text{s.t.} \quad & \mathbf{x} \in \mathbb{R}^n \end{aligned} \quad (3.4)$$

Es fácil comprobar que si \mathbf{x} es un punto factible de (3.2) y los parámetros $\lambda \geq 0$, entonces (3.4) es una relajación de (3.2).

El método de los multiplicadores de *Lagrange* reduce el problema restringido de dimensión n a uno sin restricciones de dimensión $n + m + p$, siendo $m + p$ igual al número de restricciones. La nueva estructura del problema relajado puede permitir la resolución del problema de manera más sencilla utilizando métodos de optimización sin restricciones. El método dice que los puntos donde la función tiene un extremo condicionado por las restricciones, están entre los puntos estacionarios de una nueva función sin restricciones conocida como *Lagrangiano*. El *Lagrangiano* (3.3), se construye como una combinación lineal de la función de costos y las restricciones del problema (3.2), siendo los coeficientes (λ, μ) los multiplicadores de *Lagrange*. Es importante destacar que los multiplicadores no son variables sino parámetros, es decir que por cada combinación de λ y ν tenemos un nuevo problema de optimización (3.4) en la variable \mathbf{x} .

Las condiciones de **Karush-Khun-Tucker (KKT)** establecen las condiciones necesarios y suficientes que debe cumplir el punto \mathbf{x}^* para que sea un óptimo local del problema, y son una generalización del método de los multiplicadores de *Lagrange* [71–73]. Las condiciones KKT sobre el problema (3.2) asumen que la función de costos y las restricciones son continuamente diferenciables en \mathbf{x}^* , y establecen que para ser óptimo local, \mathbf{x}^* debe cumplir:

- $\nabla f(\mathbf{x}^*) + \sum_{i=1}^m \lambda_i f_i(\mathbf{x}^*) + \sum_{i=1}^p \nu_i h_i(\mathbf{x}^*) = 0$
- $\lambda_i f_i(\mathbf{x}^*) = 0, \quad \forall i = 1, \dots, m$

Capítulo 3. Optimización convexa y descomposición dual

- $h_i(\mathbf{x}^*) = 0, f_i(\mathbf{x}^*) \leq 0$
- $\lambda_i \geq 0$ parámetros asociados a las desigualdades.

Resolver (3.2) encontrando (analíticamente) los multiplicadores de *Lagrange* de (3.4) y que cumplan las KKT rara vez se puede hacer en la práctica. En su lugar lo usual es determinar estos parámetros resolviendo un nuevo problema de optimización llamado problema dual asociado al problema (3.2). El dual (3.2) de busca la relajación "más fuerte posible", es decir, una relajación cuyo valor optimal esté tan próximo como sea posible del valor óptimo del problema original. De esta forma definimos la función dual $g(\lambda, \nu)$ como el valor optimal de la función objetivo (3.4):

$$g(\lambda, \nu) = \inf_{\mathbf{x}} \mathbb{L}(\mathbf{x}, \lambda, \nu) | \mathbf{x} \in \mathbb{R}^n \quad (3.5)$$

Dado que (3.5) es una relajación de (3.2) se cumple que para $\lambda \geq 0$ entonces $g(\lambda, \nu) \leq f^*$. Es natural entonces elegir la mejor relajación resolviendo un nuevo problema de optimización llamado *problema dual* asociado a (3.2).

$$\begin{aligned} \text{Dual}(\lambda, \nu) = \max_{\lambda, \nu} \quad & g(\lambda, \nu) \\ \text{s.t.} \quad & \lambda \geq 0 \end{aligned} \quad (3.6)$$

Como (3.5) es el mínimo puntual de una familia de funciones lineales de (λ, ν) , es una función cóncava aunque (3.2) no sea convexo. La variable de optimización \mathbf{x} se denomina *variable primal* y los multiplicadores de *Lagrange* λ y ν son las *variables duales*. De manera similar, la función objetivo del problema original $f_0(\mathbf{x})$ se denomina *objetivo primal* mientras que el *objetivo dual* $g(\lambda, \nu)$ se define como el mínimo valor de (3.5) sobre \mathbf{x} . Es importante notar que el ínfimo en (3.5) es con respecto a cualquier $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ (no solo en las \mathbf{x} factible de (3.2)), siendo su espacio factible los $\lambda \geq 0$. Es sencillo verificar que los problemas primal y dual verifican que $f_0(\mathbf{x}) \geq g(\lambda, \nu)$ para todo punto perteneciente al espacio factible de (3.2) y (3.6). De esta manera, resolviendo el problema dual obtenemos una cota inferior del valor óptimo f^* del problema original (3.2).

La diferencia entre el valor óptimo de (3.2) y (3.6), f^* y g^* respectivamente se llama *duality gap*, el cual tiene la propiedad de ser siempre positivo, $f^* - g^* \geq 0$ (dualidad débil). Un resultado central del análisis convexo [71, 72, 74] dice que para un problema convexo, si se cumplen algunas condiciones (llamadas *constraints qualifications*¹) el *duality gap* es cero y el valor óptimo de ambos problemas coincide. Con este resultado, el valor óptimo del problema primal (3.2) se puede encontrar de forma equivalente resolviendo el problema dual (3.6).

¹Una versión simple son las *Slater's conditions*, las cuales se satisfacen cuando el problema es convexo y estrictamente factible (verifica las restricciones) entonces existe un punto óptimo (\mathbf{x}^*) y los multiplicadores (λ^*, ν^*) que verifican que el *duality gap* es cero [71, 72].

3.2.2. Métodos de descenso y descenso por gradiente

Los denominados métodos de descenso son de los más utilizados en problemas de optimización. En particular, el método de descenso por gradiente, o simplemente método de gradiente, es muy popular, debido a su simplicidad y bajos requerimientos de costo operacional y memoria [72]. Esta familia de métodos de descenso generan una secuencia de puntos $\mathbf{x}^{(k)}$, $k = 1, \dots$, de la siguiente forma:

$$\mathbf{x}^{(k+1)} = \mathbf{x}^{(k)} + t^{(k)} \Delta \mathbf{x}^{(k)}$$

tomando $t^{(k)} > 0$ (excepto cuando $\mathbf{x}^{(k)}$ es óptimo) como el paso de la iteración o *step size*, $\Delta \mathbf{x}$ un vector en \mathbf{R}^n llamado *step direction* o *search direction* y k el paso de la iteración. Los métodos de descenso deben satisfacer $f(\mathbf{x}^{(k+1)}) < f(\mathbf{x}^{(k)})$ excepto cuando $\mathbf{x}^{(k)}$ es óptimo.

Si consideramos el siguiente problema convexo de optimización general:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x}} \quad & f(\mathbf{x}) \\ \text{s.t.} \quad & \mathbf{x} \in \mathcal{F} \end{aligned}$$

podemos asegurar por ser convexo que $\nabla f(\mathbf{x}^{(k)})^T (\mathbf{y} - \mathbf{x}^{(k)}) \geq 0$ implica que $f(\mathbf{y}) \geq f(\mathbf{x}^{(k)})$ por lo cual la dirección de descenso debe cumplir:

$$\nabla f(\mathbf{x}^{(k)})^T \Delta \mathbf{x}^{(k)} < 0$$

El algoritmo general para un método de descenso puede ser descrito como:

Algorithm 1: Algoritmo general del *método de descenso* [71].

- 1 Dado un punto punto de inicio $\mathbf{x} \in \mathcal{F}$;
 - 2 **repeat**
 - 3 Determinar una dirección de descenso $\Delta \mathbf{x}$;
 - 4 *Line search*. Encontrar el paso o *step size* $t > 0$;
 - 5 Actualizar $\mathbf{x} := \mathbf{x} + t\Delta \mathbf{x}$;
 - 6 **until** *Hasta que converja*;
-

El segundo paso en el algoritmo, llamado *line search*, busca elegir el tamaño del paso t que determina el siguiente punto en la iteración.. Una elección natural para la dirección de búsqueda o *line search* es elegir $\Delta \mathbf{x} = -\nabla f(\mathbf{x})$. El algoritmo resultante es el llamado método de descenso por gradiente.

Algorithm 2: Algoritmo general del *método del gradiente* [71].

- 1 Dado un punto punto de inicio $\mathbf{x} \in \mathcal{F}$;
 - 2 **repeat**
 - 3 $\Delta \mathbf{x} = -\nabla f(\mathbf{x})$;
 - 4 *Line search*. Encontrar el paso o *step size* $t > 0$;
 - 5 Actualizar $\mathbf{x} := \mathbf{x} + t\Delta \mathbf{x}$;
 - 6 **until** *Hasta que converja*;
-

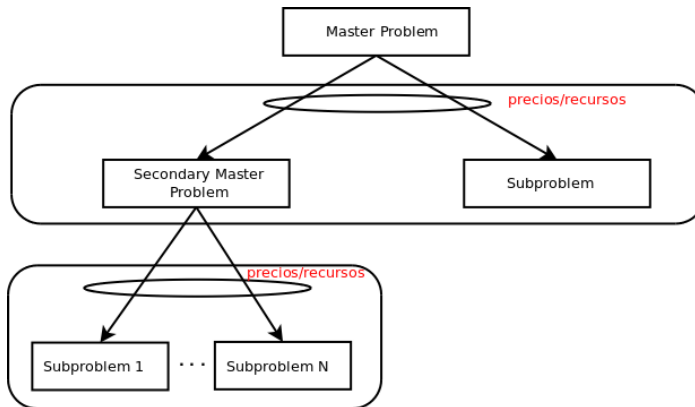


Figura 3.2: Ejemplo de una descomposición jerárquica tipo primal/dual.

Un criterio de parada usual es $\|\nabla f(\mathbf{x})\|_2 < \eta$, siendo η es lo suficientemente pequeño y positivo. Particularmente, en la terminología de métodos iterativos, el método del gradiente o descenso por gradiente tiene una convergencia lineal. Si bien la convergencia es lenta, es un método eficiente computacionalmente y asegura la convergencia al punto óptimo.

3.2.3. Métodos de Descomposición

La idea básica de los métodos de descomposición es transformar el problema original en subproblemas de menor complejidad, permitiendo que sean resueltos en forma distribuida (paralela) y coordinada por uno de los actores mediante algún tipo de señalización o intercambio de información [70, 73]. El coordinador es el encargado de resolver un problema de optimización, denominado *master problem*, que generalmente involucra información de los demás participantes. Una vez resuelto el *master problem*, este envía las señales de control necesarias a los demás participantes del sistema. Cada participante debe resolver un problema de optimización propio, denominado *subproblem*, que puede involucrar algunas de las señales de control enviadas por el coordinador. Posteriormente informa al coordinador del resultado de sus optimizaciones para que éste vuelva a ajustar sus previsiones. El método puede incluso ser utilizado en varios niveles de descomposición como se muestra en la figura (3.2). La iteración de este intercambio de información logra optimizar el problema de todos los usuarios al mismo tiempo pero de forma descentralizada y en paralelo, lo cual genera una mayor eficiencia de recursos computacionales, menor complejidad en la búsqueda del óptimo del sistema y otras propiedades en cuanto a la privacidad de la información que necesitan intercambiar.

La mayoría de las técnicas de descomposición existentes pueden clasificarse en métodos descomposición primales o duales. El primero es basa en la descomposición del problema primal original, mientras que el segundo se basa en descomponer el problema dual de *Lagrange*. La interpretación de los métodos de descomposición primal corresponden a la asignación de recursos por parte del coordinador del

master-problem, asignando los recursos existentes directamente a cada uno de los participantes secundarios o *subproblems*, optimizando las utilidades o beneficios del sistema completo (*ej.* un operador de la red de comunicaciones asignando recursos de tráfico o de ancho de banda a los usuarios en forma centralizada, mientras que los usuarios le reportan sus intenciones de inyección de tráfico hacia la red). Los métodos de descomposición dual se asocian a una asignación de recursos vía *precios marginales* en cada punto o nodo de la red (*ej.* costo por inyectar tráfico en la red), donde el coordinador, en este caso el Operador de la red, mediante la resolución del *master-problem* establece el precio de los recursos (costo por inyectar tráfico) para cada uno de los participantes, dependiendo en la ubicación o nodo de la red en que se encuentren. Los usuarios deben decidir la cantidad de recursos que pretenden utilizar acorde a los *precios marginales* del recurso enviados por el coordinador y tomando en cuenta su propia conveniencia. A continuación nos enfocaremos particularmente en los detalles del método de descomposición dual utilizado en nuestro problema de control de la demanda.

3.2.4. Descomposición dual con variables de acople

Consideramos el caso de una optimización sin restricciones el cual puede ser resuelto mediante la separación en dos subproblemas (sin embargo esta idea se puede generalizar sin mayores problemas).

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \mathbf{y}} \quad & f(\mathbf{x}) = f_1(\mathbf{x}_1, \mathbf{y}) + f_2(\mathbf{x}_2, \mathbf{y}) \\ \text{s.t.} \quad & \mathbf{x}_1 \in \mathcal{F}_1, \mathbf{x}_2 \in \mathcal{F}_2 \\ & \mathbf{y} \in \mathbf{Y} \end{aligned} \tag{3.7}$$

donde la variable de optimización es $\mathbf{x} = (\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \mathbf{y})$. La partición de la variable de optimización \mathbf{x} se corresponde de la siguiente manera:

- \mathbf{x}_1 corresponde a las *variables privadas* de f_1 o del usuario 1.
- \mathbf{x}_2 corresponde a las *variables privadas* de f_2 o del usuario 2.
- \mathbf{y} corresponde a las *variables públicas* o compartidas entre ambos participantes y la cual acopla ambos problemas de optimización.

Los problemas de ambos usuarios se encuentran acoplados por la variable \mathbf{y} (generalmente la variable de acople tiene una dimensión menor que las variables privadas de cada uno). Esta estructura hace pensar en separar ambos problemas para ser resueltos de manera independiente. Aplicando una descomposición del problema mediante el método dual se puede reescribir (3.7) introduciendo una nueva variable y una restricción de igualdad que acople los problemas.

Capítulo 3. Optimización convexa y descomposición dual

$$\min_{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \mathbf{y}_1, \mathbf{y}_2} f(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \mathbf{y}_1, \mathbf{y}_2) = f_1(\mathbf{x}_1, \mathbf{y}_1) + f_2(\mathbf{x}_2, \mathbf{y}_2) \quad (3.8)$$

$$\begin{aligned} s.t. \quad & \mathbf{y}_1 = \mathbf{y}_2 \\ & \mathbf{x}_1 \in \mathcal{F}_1, \mathbf{x}_2 \in \mathcal{F}_2 \\ & \mathbf{y}_1, \mathbf{y}_2 \in \mathbf{Y} \end{aligned} \quad (3.9)$$

Se introduce una versión local de la variable \mathbf{y} para cada participante, junto con una restricción de igualdad (3.9) que da consistencia con el problema original. Ahora (3.8) puede ser desacoplado mediante la formulación de una relajación de *Lagrange*, relajando la restricción (3.9).

$$\min_{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \mathbf{y}_1, \mathbf{y}_2} \mathbb{L}(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \mathbf{y}_1, \mathbf{y}_2, \nu) = f(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \mathbf{y}_1, \mathbf{y}_2) + \nu^T \mathbf{y}_1 - \nu^T \mathbf{y}_2 \quad (3.10)$$

$$\begin{aligned} s.t. \quad & \mathbf{x}_1 \in \mathcal{F}_1, \mathbf{x}_2 \in \mathcal{F}_2 \\ & \mathbf{y}_1, \mathbf{y}_2 \in \mathbf{Y} \end{aligned}$$

Re ordenando (3.10) podemos definir la función *dual* $g(\nu)$ como el ínfimo del problema relajado (3.10). Reordenando términos podemos definir:

$$g(\nu) = g_1(\nu) + g_2(\nu)$$

donde:

$$\begin{aligned} g_1(\nu) &= \inf_{\mathbf{x}_1, \mathbf{y}_1} f_1(\mathbf{x}_1, \mathbf{y}_1) + \nu^T \mathbf{y}_1 & g_2(\nu) &= \inf_{\mathbf{x}_2, \mathbf{y}_2} f_2(\mathbf{x}_2, \mathbf{y}_2) - \nu^T \mathbf{y}_2 \\ s.t. \quad & \mathbf{x}_1 \in \mathcal{F}_1 & s.t. \quad & \mathbf{x}_2 \in \mathcal{F}_2 \\ & \mathbf{y}_1 \in \mathbf{Y} & & \mathbf{y}_2 \in \mathbf{Y} \end{aligned}$$

El problema dual queda definido de la siguiente forma:

$$Dual(\nu) := \max_{\nu} g(\nu) = g_1(\nu) + g_2(\nu) \quad (3.11)$$

El problema (3.11) es el *master-problem* en la descomposición dual, el cual puede ser resuelto de manera sencilla mediante un *método de gradiente* si la función es diferenciable en $(\mathbf{x}_1^*(\nu), \mathbf{y}_1^*(\nu))$ y $(\mathbf{x}_2^*(\nu), \mathbf{y}_2^*(\nu))$ o buscar un subgradiente o una dirección de descenso. Generalmente la función dual no es diferenciable y es necesario encontrar una dirección de descenso de $-g_1$ (o $-g_2$), lo cual resulta relativamente sencillo. Para esto, solo debemos encontrar $\mathbf{x}_1^*(\nu)$ y $\mathbf{y}_1^*(\nu)$ que minimice $f_1(\mathbf{x}_1(\nu), \mathbf{y}_1(\nu)) + \nu^T \mathbf{y}_1(\nu)$ explorando sus respectivos conjuntos factibles. Una dirección de descenso de $-g_1$ en ν es $\mathbf{y}_1^*(\nu)$, de forma análoga para $-g_2$. Una dirección de descenso de la función dual g está dado por el residuo de la inconsistencia en la restricción (3.11), correspondiendo a la diferencia entre las copias de la variable de acople de cada participante, $\mathbf{y}_1^*(\nu) - \mathbf{y}_2^*(\nu)$. A continuación se presenta

un algoritmo para resolver el problema (3.11):

Algorithm 3: Descomposición dual con variable de acople [70]

```

1 repeat
2   Definir  $\nu = \nu_0$ ;
3   Resolver los siguientes subproblemas (en paralelo);
4   Encontrar  $(\mathbf{x}_1^*(\nu), \mathbf{y}_1^*(\nu))$  que minimice  $f_1(\mathbf{x}_1, \mathbf{y}_1) + \nu^T \mathbf{y}_1$ ;
5   Encontrar  $(\mathbf{x}_2^*(\nu), \mathbf{y}_2^*(\nu))$  que minimice  $f_2(\mathbf{x}_2, \mathbf{y}_2) - \nu^T \mathbf{y}_2$ ;
6   Actualizar las variables duales (precios marginales) ;
7    $\nu := \nu - \alpha_k(\mathbf{y}_2^*(\nu) - \mathbf{y}_1^*(\nu))$  ;
8 until Hasta que converja;
```

Donde α_k es el paso o *step size* del algoritmo y puede ser elegido en cada iteración. En cada iteración del algoritmo (3) obtenemos un nueva cota del valor óptimo del problema original:

$$f^* \geq g(\nu) = f_1(\mathbf{x}_1, \mathbf{y}_1) + \nu^T \mathbf{y}_1 + f_2(\mathbf{x}_2, \mathbf{y}_2) - \nu^T \mathbf{y}_2$$

3.2.5. Descomposición dual con restricciones de acople

Consideraremos un problema que tiene algunas restricciones que acoplan algunas de sus variables, este tipo de problemas puede ser descompuesto en dos subproblemas mediante una descomposición dual. Supongamos que tenemos:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2} \quad & f(x) = f_1(\mathbf{x}_1) + f_2(\mathbf{x}_2) \\ \text{s.t.} \quad & \mathbf{x}_1 \in \mathcal{F}_1, \mathbf{x}_2 \in \mathcal{F}_2 \\ & h_1(\mathbf{x}_1) + h_2(\mathbf{x}_2) \leq 0 \end{aligned} \quad (3.12)$$

en donde $h_1 : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^p$ y $h_2 : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^p$ y convexos. Se puede observar que los subproblemas de (3.12) están acoplados por las p restricciones que involucran a \mathbf{x}_1 y \mathbf{x}_2 .

Para poder aplicar una descomposición dual podemos utilizar la función de *Lagrange* reordenando los términos de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \mathbb{L}(\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \lambda) &= f_1(\mathbf{x}_1) + f_2(\mathbf{x}_2) + \lambda^T (h_1(\mathbf{x}_1) + h_2(\mathbf{x}_2)) \\ &= (f_1(\mathbf{x}_1) + \lambda^T h_1(\mathbf{x}_1)) + (f_2(\mathbf{x}_2) + \lambda^T h_2(\mathbf{x}_2)) \end{aligned}$$

Este problema se puede desacoplar en 2 subproblemas que pueden ser resueltos en forma independiente encontrando $\mathbf{x}_1^*(\lambda)$ y $\mathbf{x}_2^*(\lambda)$. Los problemas desacoplados para cada uno de los participantes quedan definidos de la siguiente manera:

$$g_1(\lambda) = \inf_{\mathbf{x}_1} f_1(\mathbf{x}_1) + \lambda^T h_1(\mathbf{x}_1) \quad \mathbf{x}_1 \in \mathcal{F}_1 \quad (3.13)$$

y de forma análoga para hallar $g_2(\lambda)$, debemos resolver:

$$g_2(\lambda) = \inf_{\mathbf{x}_2} f_2(\mathbf{x}_2) + \lambda^T h_2(\mathbf{x}_2) \quad \mathbf{x}_2 \in \mathcal{F}_2 \quad (3.14)$$

Capítulo 3. Optimización convexa y descomposición dual

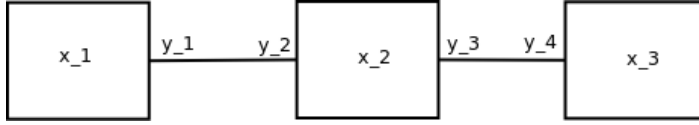


Figura 3.3: Representación de un caso general

Un subgradiente de $-g_1$ sobre λ es $h_1(\mathbf{x}_1^*(\lambda))$, donde $\mathbf{x}_1^*(\lambda)$ es una solución de (3.13). Para hallar un subgradiente de g , se debe hallar las soluciones de los subproblemas (3.13) y (3.14). El subgradiente $g(\lambda)$ viene dado por $h_1(\mathbf{x}_1^*(\lambda)) + h_2(\mathbf{x}_2^*(\lambda))$. Con estos datos, el algoritmo del *master problem* puede actualizar el vector de precios λ .

Algorithm 4: Descomposición dual con restricciones de acople [70]

- 1 Definir $\lambda = \lambda_0$;
 - 2 **repeat**
 - 3 Resolver los siguientes subproblemas (en paralelo);
 - 4 Resolver (3.13) para encontrar el punto óptimo $\mathbf{x}_1^*(\lambda)$;
 - 5 Resolver (3.14) para encontrar el punto óptimo $\mathbf{x}_2^*(\lambda)$;
 - 6 Actualizar las variables duales (precios marginales) ;
 - 7 $\lambda := \lambda + \alpha_k(h_1(\mathbf{x}_1^*) + h_2(\mathbf{x}_2^*))_+$;
 - 8 **until** Hasta que converja;
-

3.2.6. Descomposición dual caso general

Hasta ahora hemos estudiado los casos en que coexisten dos subsistemas con algunas variables en común o con restricciones que vinculan algunas de sus variables y acoplan ambos problemas. Este caso es el más simple que podemos encontrar y generalmente, a medida que crecen los problemas y el número de participantes, la cantidad de subproblemas que podemos encontrar aumenta. Para estos casos, podemos particionar en subvectores al vector de optimización, de manera que contemos con algunas variables públicas o acoplantes entre subproblemas y otras variables privadas, propias de cada subsistema. Como muestra la figura (3.3), el sistema puede ser representado por un hipergrafo. Cada nodo representa un subproblema con sus variables privadas, mientras que las aristas representan las variables acoplantes o públicas del problema original.

El siguiente problema es la representación del hipergrafo de la figura (3.3):

$$\begin{aligned}
 & \underset{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \mathbf{x}_3, \mathbf{y}_1, \mathbf{y}_2, \mathbf{y}_3, \mathbf{y}_4}{\text{mín}} && f_1(\mathbf{x}_1, \mathbf{y}_1) + f_2(\mathbf{x}_2, \mathbf{y}_2, \mathbf{y}_3) + f_3(\mathbf{x}_3, \mathbf{y}_4) \\
 & \text{s.t.} && \mathbf{y}_1 = \mathbf{y}_2, \mathbf{y}_3 = \mathbf{y}_4 \\
 & && (\mathbf{x}_1, \mathbf{y}_1) \in \mathbf{C}_1, (\mathbf{x}_2, \mathbf{y}_2, \mathbf{y}_3) \in \mathbf{C}_2, (\mathbf{x}_3, \mathbf{y}_4) \in \mathbf{C}_3
 \end{aligned}$$

Cuando utilizamos descomposición dual, cada subsistema tiene su propia copia privada de las variables públicas que le competen y un vector de costos asociados que toma en cuenta los efectos de la decisión en el problema completo. El usuario

resuelve el subproblema que le compete haciendo uso de estos precios para optimizar sus variables locales, incluyendo las copias locales de las variables públicas. Las copias locales son luego comparadas entre sí por el coordinador del *master problem*, actualizando los precios marginales en cada nodo de manera que los valores de las copias de las variables locales de cada subsistema lleguen a una consistencia.

3.2.7. Algoritmos iterativos

Un método iterativo es un método que progresivamente va calculando aproximaciones a la solución de un problema repitiendo un mismo proceso de mejora sobre una solución aproximada. A diferencia de los métodos directos, en los cuales se debe terminar el proceso para tener la respuesta, en los métodos iterativos se puede suspender el proceso al término de una iteración y se obtiene una aproximación a la solución. Consideremos el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x}} \quad & f(\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_n) \\ \text{s.t.} \quad & \mathbf{x}_i \in \mathcal{F}_i \quad \forall i \end{aligned} \quad (3.15)$$

donde $\mathbf{x} = [\mathbf{x}_1^T, \dots, \mathbf{x}_n^T]^T$ y el conjunto factible es el producto cartesiano de conjuntos convexos $\mathcal{F} = \mathcal{F}_1 \times \dots \times \mathcal{F}_n$.

El algoritmo de *Gauss-Seidel* para el caso no-lineal consiste en optimizar iterativamente y en forma circular o secuencial con respecto a un conjunto de variables manteniendo el resto fijas [73]. Consecuentemente, podemos definirlo de la siguiente manera:

$$\mathbf{x}_i^{(t+1)} = \arg \min_{\mathbf{x}_i \in \mathcal{F}_i} f(\mathbf{x}_1^{(t+1)}, \dots, \mathbf{x}_{i-1}^{(t+1)}, \mathbf{x}_i^{(t)}, \dots, \mathbf{x}_n^{(t)}) \quad (3.16)$$

donde t es el índice global de la iteración.

De manera similar El algoritmo de *Jacobi* para el caso no-lineal consiste en optimizar iterativamente en forma paralela a un conjunto de variables manteniendo el resto fijas [73]. Para este caso podemos definir el algoritmo de la siguiente manera:

$$\mathbf{x}_i^{(t+1)} = \arg \min_{\mathbf{x}_i \in \mathcal{F}_i} f(\mathbf{x}_1^{(t)}, \dots, \mathbf{x}_{i-1}^{(t)}, \mathbf{x}_i^{(t)}, \dots, \mathbf{x}_n^{(t)}) \quad (3.17)$$

Si la función f es continuamente diferenciable y además convexa en el conjunto \mathcal{F} , y cada paso de los problemas de minimización con respecto a cada una de las variables simples \mathbf{x}_i tiene un único punto óptimo, entonces todos los puntos generados en la secuencia $\mathbf{x}^{(t)}$ en el algoritmo (3.16) de *Gauss-Seidel* y el (3.17) de *Jacobi*, minimizan la función f sobre el conjunto \mathcal{F} [73]. Es de destacar que si el problema (3.15) tiene una solución única, se puede garantizar que la secuencia $\mathbf{x}^{(t)}$ tendrá un único punto límite que coincide con el óptimo del problema.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 4

Plan DRM descentralizado

Resumen

En este capítulo se desarrolla un modelo de control de la demanda que pretende integrar la capacidad de respuesta de los consumidores de características residenciales en la planificación de reserva de potencia firme de una comercializadora para el día de operación. Se utiliza un método de descomposición dual para el manejo de la alta dimensión de las variables en juego. Se intercambian señales de precios dinámicos de la energía con el fin de maximizar el bienestar social del sistema, manteniendo la integridad de la información privada de cada uno de los participantes. El cometido principal es la planificación del perfil de consumo de los usuarios para el día de operación intercambiando señales de control entre los usuarios y la comercializadora. El objetivo es obtener una curva de demanda agregada que minimice el costo de operación en el mercado mayorista y maximice la utilidad percibida por sus clientes. El trabajo presentado en este capítulo fue expuesto y publicado en el Congreso/Conferencia *ISGT-LA 2015 IEEE PES Conference on Innovative SMART GRID Technologies Latin American*, área temática: *Smart Grids / Redes Inteligentes*; OCT 5-7, 2015; MONTEVIDEO - URUGUAY.

4.1. Introducción

Los servicios de control de la demanda o *demand response management* (DRM) surgen como una carta motivadora que permitirá la interacción entre los usuarios finales del sistema eléctrico y los proveedores o comercializadoras de energía, promoviendo la competitividad en el mercado minorista y un uso más eficiente de los recursos sistema [64, 75]. Tradicionalmente, los DRM estaban dirigidos a grandes clientes y/o consumidores de características industriales o edificios comerciales de gestión centralizada [76, 77]. La falta de interés en la aplicación de estos programas a pequeños consumidores se debía a la poca o nula elasticidad de su demanda y a la carencia de un sistema de comunicaciones que permitiese el intercambio de información en tiempo real entre las comercializadoras y sus clientes. Sin embargo, la nueva infraestructura de *smart grids* junto con los desarrollos tecnológico enfocado hacia los usuarios finales, generan las condiciones propicias para llevar estos programas a los usuarios residenciales, edificios comerciales, etc., ubicados principalmente en la red de distribución, convirtiéndose en un nuevo eslabón en la cadena de valor del sector como generadores de utilidad [22].

El contexto de este capítulo abarca el comportamiento y el intercambio de información entre los participantes de un programa DRM aplicado a clientes de características residenciales, edificios comerciales o de oficinas con cargas de baja capacidad de consumo. Se modela un posible programa DRM para aplicaciones eléctricas cuya característica son algunas restricciones temporales de confort y el efecto de la correlatividad de sus decisiones en el tiempo, operando en conjunto con un sistema de baterías. Ejemplos de estas aplicaciones son los reservorios térmicos, aires acondicionados o calefactores centralizados y/o cualquier tipo de almacenamiento de energía. El consumo de estas aplicaciones representa un porcentaje importante en la tarifa de los usuarios, llegando a representar cerca de la mitad del costo de su factura [2], donde la planificación y automatización juegan un papel fundamental en los costos incurridos [78]. Los usuarios son modelados como tomadores de precios en el mercado minorista, reaccionando a los precios dinámicos ofrecidos por su proveedor de servicios energéticos y ajustando sus perfiles de consumo para obtener el máximo beneficio individual. La integración de

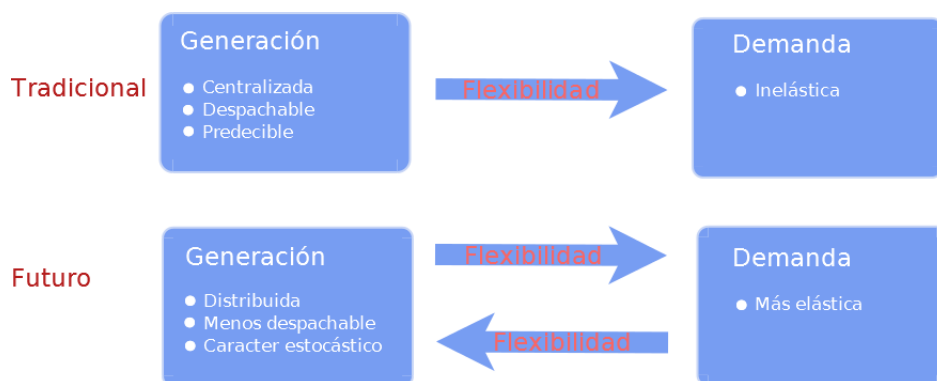


Figura 4.1: Flexibilidad en la demanda [16].

4.2. Mercado Minorista y sus participantes

un sistema de almacenamiento del lado del usuario final permite un control más inteligente y mayor flexibilidad en el perfil de consumo (figura 4.1) [79], aplanando la curva y llenando valles de manera de consumir desde la red en momentos de abundancia de generación, evitando los picos de consumo y los momentos de escasez. La comercializadora se modela como un ente regulado o como un competidor en un mercado minorista de competencia perfecta donde el espacio para recaudación es saturado, brindando el servicio de proveedor con el fin de cubrir los costos operativos. Su objetivo no es únicamente maximizar su recaudación, sino cooperar junto con los usuarios finales en maximizar las prestaciones del sistema, minimizando al mismo tiempo los costos operativos de reserva de energía en el mercado mayorista. Este se modela como un mercado de capacidad a futuro, donde el proveedor puede modelar una curva de precios propia para el día siguiente¹ de acuerdo a las intenciones de consumo declaradas por sus clientes.

Este apartado complementa los modelos expuestos en [25, 26]. En el primer caso, los usuarios tienen funciones de utilidad que modelan el comportamiento de aplicaciones reales, pero maximizando su utilidad y el bienestar social del sistema acorde a los precios impuestos externamente. En el segundo trabajo se implementa un algoritmo distribuido entre la comercializadora o prestador de servicios local y los usuarios para maximizar el bienestar social del sistema. Sin embargo, se modela el beneficio percibido de los usuarios mediante una función de utilidad simple que busca minimizar el apartamiento con respecto a una curva de consumo típica y no en el modelo de una aplicación real. El modelo complementa ambos trabajos incorporando en los usuarios la capacidad de planificación y acumulación de energía brindando mayor flexibilidad en su perfil de consumo. La comercializadora debe ajustar sus previsiones de reserva y los costos minoristas de la energía para el día de operación, pero de manera coordinada con sus clientes. El plan DRM busca minimizar los costos operativos de generación y operación de la comercializadora respetando las restricciones propias de cada uno de sus clientes y de forma distribuida. Se analizan también, mediante simulaciones, algunos de los factores que influyen sobre el comportamiento del sistema, el precio de equilibrio del sistema y cómo se comportan los usuarios ante las distintas señales de la comercializadora.

4.2. Mercado Minorista y sus participantes

4.2.1. Competencia en el mercado minorista

Como se ha descrito en los capítulos anteriores, el mercado eléctrico se ha ido dividiendo principalmente en dos grandes mercados, un mercado mayorista y un mercado minorista (figura 4.2), emulando y adquiriendo de distinta forma la batería de mecanismos y estrategias de los mercados financieros de los *commodities*².

El mercado mayorista, mercado en el cual se generan transacciones por grandes volúmenes de energía, es el que presenta mayor similitud con otros mercados

¹ej. mediante la celebración de contratos bilaterales de diferente naturaleza.

²Entre las diferentes opciones podemos encontrar manejo de portafolios, diversificación de acciones, control de riesgo, control de precios, etc.

Capítulo 4. Plan DRM descentralizado

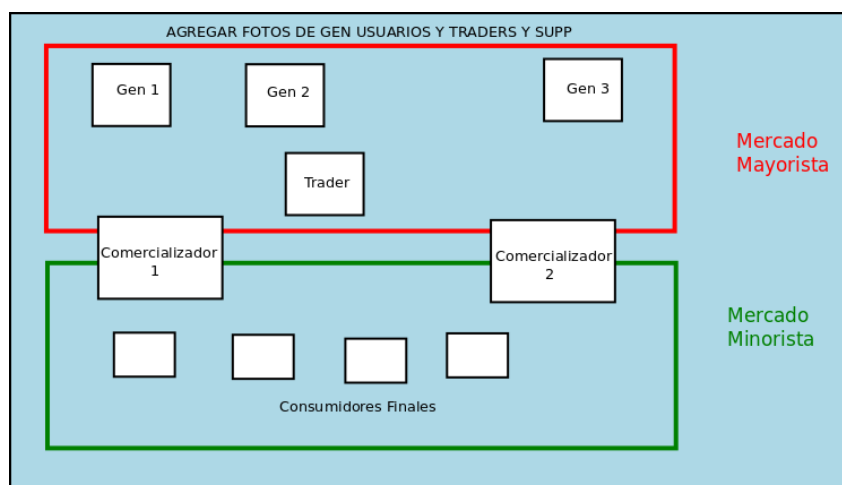


Figura 4.2: Integrantes del Mercado Eléctrico

financieros de *commodities*. En este participan generadores, *traders* o entidades financieras y comercializadoras proveedores de servicios. Todos estos agentes compran y/o venden energía a través de distintos mecanismos como los contratos bilaterales o a futuro, mercados organizados tipo *pool* o una mezcla de ambos, utilizando transacciones de productos tanto físicos como financieros.

En los mercados minoristas tradicionales, los usuarios finales compraban la cantidad de energía que necesitaban a una única empresa disponible que además era la encargada de proveer todos los servicios energéticos y a una tarifa de precios fija (figura 4.3). El único proveedor disponible asumía la totalidad del riesgo generado en la volatilidad del precio mayorista de la energía. Sus clientes tenían la ventaja de la simplicidad en la tarifa, pero pagando el costo en transparencia y flexibilidad en la formación del precio impuesto por la empresa. Este modelo era

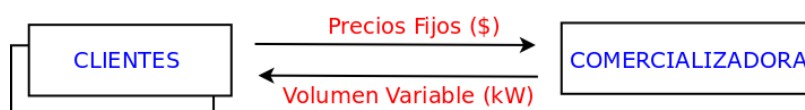


Figura 4.3: Modelo de tarifa fija tradicional

posible cuando existía una empresa verticalmente constituida encargada de toda la cadena de valor de la energía³, trasladando los costos a sus clientes haciendo uso de la economía de escala propia del sector.

En los nuevos mercados, en donde se promueve el libre acceso y la competencia para mejorar la eficiencia, se ha abierto la puerta a nuevos proveedores y modelos de negocios en cuanto a servicios de energía, donde las empresas compiten por captar clientes en el mercado minorista mediante modernas tarifas de precios y/o servicios. La competencia en comercialización debe contribuir en principio a la

³La cadena de valor tradicional del sector constituida por generación, transmisión, distribución, comercialización

4.2. Mercado Minorista y sus participantes

eficiencia del sistema, al transparentar a los consumidores con los costos reales de producir, transportar y distribuir la electricidad. Bajo este concepto, las empresas comercializadoras pueden ofrecer a sus clientes tarifas dinámicas que reflejen la operación del mercado eléctrico mayorista.

4.2.2. Auto-generación

La micro y mini-generación mediante fuentes eólica, solar, ciclo combinado, entre otras, tiene un gran potencial en el sector (figura 4.4a) representando una nueva forma en que los usuarios ganan control sobre la fuente de la cual obtienen energía y participando de forma activa en el mercado⁴. Mediante tarifas del tipo *feed-in-tariffs*⁵ (FIT) (modelo del sistema tipo FIT figura 4.4b) estos pueden inyectar su sobre-producción de energía en el sistema, recibiendo una remuneración por la venta y una reducción de los costos en su factura.

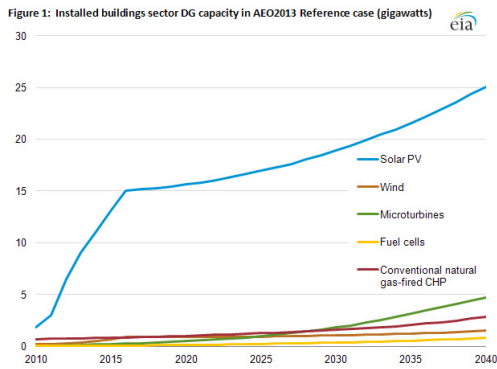
Un caso de éxito en la penetración de paneles fotovoltaicos en los usuarios residenciales y comerciales es el de Alemania (figura 4.4c). El resultado es una caída en los precios de la electricidad de hasta un 40% durante las horas picos de demanda, con ahorros para los consumidores evaluados entre un €520: y €840: millones [83, 84]. Sin embargo, la tendencia a la baja de las políticas de subsidios, influenciadas entre otros factores por las compañías eléctricas, ha generando una tendencia a la baja en los precios de las tarifas tipo FIT (figura 4.4d). Este efecto provoca que la rentabilidad en el usuario o la generación de utilidad se basen en una venta inteligente de la energía, es decir, vender su excedente de producción en los momentos en que el sistema o las comercializadoras necesiten de inyección de energía (cuando el precio marginal de generación o precio del mercado mayorista sea elevado) y estén dispuestos a comprar a precios atractivos para el usuario. En ocasiones, es más rentable almacenar la sobre producción de energía en algún sistema de batería para ser consumida más adelante por el propio usuario, sin recurrir al consumo desde el sistema a las tasas de las comercializadoras.

No nos enfocamos en esta tesis en un estudio minucioso de las tecnologías y posibilidades de los sistemas de auto-generación, sin embargo es un hecho la penetración en el sistema de las DER además de las proyecciones y políticas destinadas al despliegue de estas tecnologías en los usuarios de características residencial, comercial y pequeñas industrias ubicados en la red de distribución. Existe una basta literatura tanto académica como industrial que resumen las proyecciones de penetración de las tecnologías más maduras y un ímpetu creciente en la generación de nuevas tecnologías y desarrollo de servicios de valor agregados enfocados

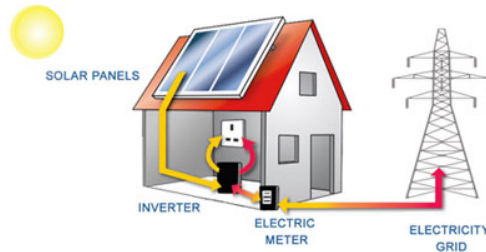
⁴La participación en el mercado puede ser directa (venden energía a la red) o en un futuro cercano podría realizarse de manera indirecta mediante la venta localizada (en la misma red de distribución) a otro usuario a través de una empresa intermediaria evitando recurrir al mercado mayorista.

⁵Las *Feed-in electricity tariffs* (FIT) fueron introducidas en Alemania para fomentar la utilización de nuevas tecnologías de generación basadas en fuentes renovables y de pequeño porte. Las FIT son esencialmente un mecanismo utilizado para fomentar la inversión en el desarrollo de estas tecnologías, otorgando una remuneración por inyectar energía a la red (tarifa) por encima de las tasas impuestas en los mercados mayoristas o minoristas.

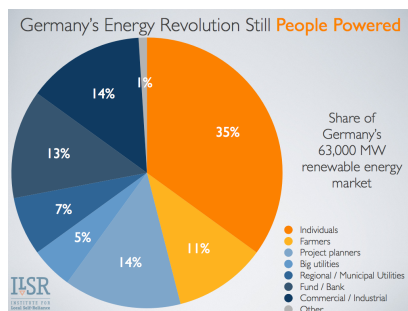
Capítulo 4. Plan DRM descentralizado



(a) Penetración DG en edificios [80].

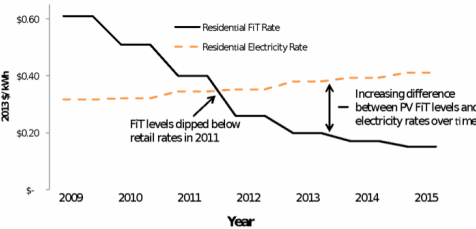


(b) Auto-generación e inyección en la red



(c) Penetración PV Alemania [81].

German Residential Electricity Rates and Feed in Tariff Levels



(d) Evolución FIT Vs residencial [82].

Figura 4.4: Proyecciones de Penetración y utilidades de Auto-Generación

principalmente en el perfil de los usuarios minoristas.

4.2.3. Sistema de Almacenamiento de Energía - Baterías

Con el avance de los sistemas de generación mediante recursos renovables y la característica estocástica intrínseca de estas tecnologías, se espera que los sistemas de almacenamiento de energía o *energy storage system* (ESS) jueguen un papel preponderante en la evolución de la red eléctrica bajo el paradigma de *smart grid*. En la planificación y desarrollo del sistema eléctrico se ha hecho un fuerte hincapié en estas tecnologías, tomando gran importancia dentro de los planes energéticos de mediano y largo plazo. A modo de ejemplo, en el plan de políticas energéticas de la Unión Europea [85] se hace un fuerte énfasis en el desarrollo de tecnologías ESS como una clave prioritaria para el desarrollo de la red eléctrica europea 2020 en adelante, a la luz de la creciente penetración en el mercado de la generación distribuida y renovable, además de las crecientes limitaciones físicas de la red eléctrica.

Los ESS pueden proporcionar más flexibilidad, estabilidad y resiliencia a la red eléctrica, proporcionando un respaldo a las fuentes de energía renovables intermitentes. Localmente, pueden mejorar la gestión de las redes de distribución, reducir costos y mejorar la eficiencia en el uso de los recursos físicos (ej. reduciendo el *peak average ratio* y/o minimizando las pérdidas técnicas). De esta manera, facilitan la

4.2. Mercado Minorista y sus participantes

introducción en el mercado de las energías renovables, desaceleran las emisiones de CO_2 de la generación de energía, mejoran la seguridad y la eficiencia en las redes transmisión y distribución y estabilizan los precios del mercado eléctrico, garantizando también una mayor seguridad y calidad en el servicio de suministro de energía. Entre las posibles aplicaciones de los sistemas ESS pueden ubicarse a lo largo de toda las etapas del sector eléctrico, donde podemos enumerar por ejemplo [33, 34, 86–90]:

- Nivel de Generación: arbitraje⁶, reducción de cortes de servicios, Reserva de capacidad en caliente⁷, etc.
- Nivel de red de Transmisión y Distribución: regulación de frecuencia y control de Voltaje, aplazamiento de inversiones en la red, respaldo frente a cortes de servicio, servicios de capacidad, servicio tipo *Black Start*⁸
- Nivel de Usuarios: aplanamiento de picos, manejo de costos utilizando tarifas ToU, operación fuera de línea (*off-grid supply*), optimización de costos con precios dinámicos, etc.

Los nuevos desarrollos de automatización disponibles para los usuarios finales junto con los ESS y sus previsiones de penetración en el sistema (figura 4.5) jugarán un papel central en facilitar la conciliación entre la oferta y la demanda, sumando flexibilidad del lado del usuario. El óptimo manejo de ESS a nivel de hogares y edificios residenciales, permitirá que estos usuarios participen de manera activa en el sistema, modificando sus perfiles de consumo a corto plazo mediante la utilización de precios dinámicos proporcionados por su comercializador. Esta mejora en la flexibilidad es una de las claves para las nuevas aplicaciones sobre la *smart grid*, donde la incorporación de auto-generación mediante fuentes renovables y su almacenamiento mediante ESS para su posterior uso, posibilitan diferir el consumo desde el sistema en el momento del pico y llenar valles, entre otras posibilidades. Este efecto le otorga a los usuarios finales una combinación de seguridad en el suministro, eficiencia y beneficios económicos. A nivel del sistema eléctrico, la capacidad de almacenamiento en los usuarios residenciales juega un papel crucial para la seguridad y estabilidad de las red, sobre todo porque la mayoría de la generación distribuida está conectada a las redes Baja y Media tensión.

4.2.4. Precios dinámicos

Los sistema de precios dinámicos existen para varios servicios disponibles en la sociedad, ejemplo de estos son los tickets de las aerolíneas, entradas a eventos deportivos y culturales, tarifas de transporte público, etc. El concepto básico

⁶En finanzas el arbitraje se entiende como las transacciones simultáneas en dos o más mercados a fin de obtener un beneficio de una discrepancia de precios entre los dos mercados.

⁷Energía disponible para ser generada y volcada a la red en el corto plazo.

⁸Un servicio *Black Start* es el proceso de restauración de una estación de generación o parte de la red de manera autógena, sin hacer uso de una red de transporte externa para la restauración.

Capítulo 4. Plan DRM descentralizado

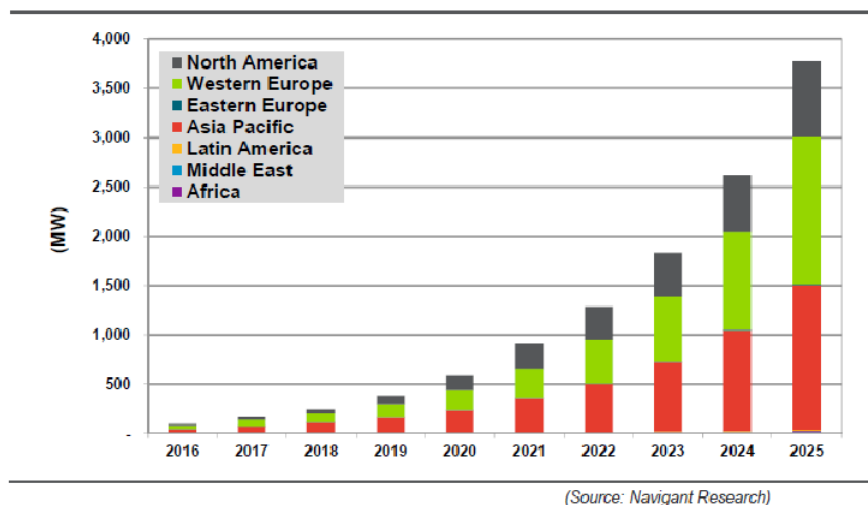


Figura 4.5: Despliegue anual de almacenamiento de energía previsto a nivel residencial en los mercados mundiales [91]

detrás de este modelo es que el valor de un producto varía según el tiempo y la oferta/demanda entre otros factores, de manera que el precio variable refleje el valor del servicio de una manera económicamente más eficiente que simplemente una tasa promedio fija en todas las horas y situaciones.

En el sector eléctrico, el concepto de precios dinámicos en un mercado masivo como el minorista es relativamente nuevo aparte de las tradicionales tarifas por tiempo de uso o ToU (por sus siglas en inglés) que ofrecen precios diferenciados establecidos y fijos para diferentes momentos del día (tasa pico y tasa valle, etc) [67]. Sin embargo, este tipo de tarifas con precios fijos diferenciados por franjas horarias puede producir efectos no deseados, moviendo los picos de demanda de los usuarios para los horarios de tarifa de valle, no generando un aplanamiento de la curva de demanda sino un corrimiento temporal de los picos de consumo [9].

Las tarifas indexadas en tiempo real a los precios del mercado mayorista existen para grandes clientes industriales y comerciales desde la reestructuración de los mercados del sector en la década de los noventa, sin embargo, son pocos los que toman ventaja de esta iniciativa. Con la proliferación de los sistemas de automatización y planificación de cargas en hogares, edificios inteligentes, etc. se ha vuelto atractivo permitir a pequeños usuarios acoplarse a este tipo de tarifas. Los desarrollos tecnológicos enfocados en aumentar la capacidad de procesar información en tiempo real con una infraestructura inteligente para la adquisición de datos mediante *smart meters* [36, 92], permite medir el consumo en intervalos de tiempo más pequeños y poder realizar la tarificación prácticamente en tiempo real. Como ejemplo podemos mencionar el "Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor" (PVPC) (figura 4.6) [63]. Consiste en un sistema de fijación del precio de la electricidad implementado por el gobierno Español (a través de su regulador de mercado) para pequeños usuarios el cual se establece los precios tarifarios para

4.2. Mercado Minorista y sus participantes

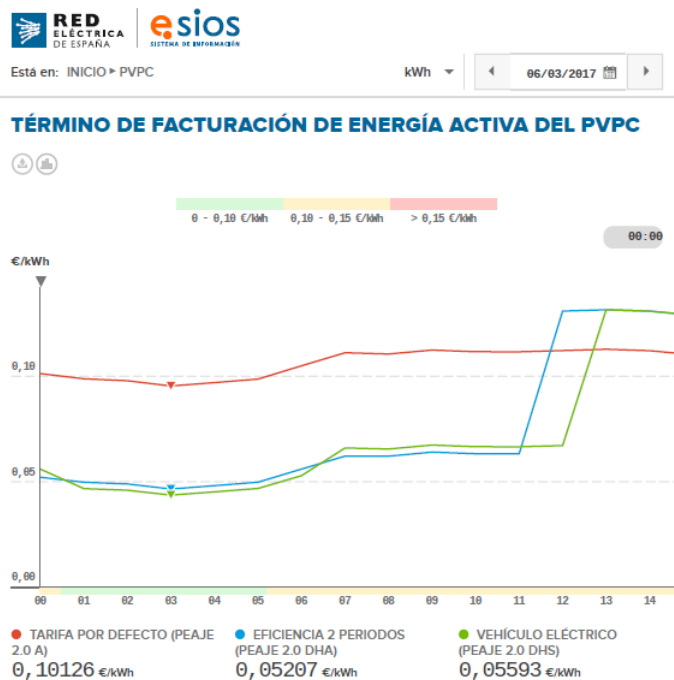


Figura 4.6: PVPC-españa [63]

el día siguiente antes del cierre del mercado mayorista. Con esta información, los usuarios inscritos en este plan pueden planificar el consumo de sus aplicaciones para el día de operación. Este programa permite no solo que los usuarios puedan acoplarse a precios dinámicos indexados a partir del mercado mayorista, sino que sirve también como referencia para elegir entre otros planes tarifarios propuestos por comercializadoras privadas participantes del mercado minorista Español.

Existe una basta cantidad de argumentos económicos a favor de la utilización de precios dinámicos en el mercado minorista, mediante el cual se mejora la eficiencia de todo el sistema, permitiendo a los usuarios adaptar de manera dinámica sus cargas frente a inconvenientes en el suministro (problemas en alguna planta de generación, congestión en el sistema, etc.), superando ampliamente los costos de implementación con respecto a los beneficios del sistema [93].

4.2.5. Consumidor Final de energía

Los avances tecnológicos enfocados en el pequeño consumidor como la capacidad de almacenamiento local, micro-generación o automatización y planificación del encendido y apagado de ciertas cargas generan un nuevo modelo de usuarios capaces de flexibilizar⁹ y estimar su perfil de consumo a corto plazo (*ej.* día si-

⁹La flexibilidad se puede definir como la modificación de los patrones de generación y/o consumo en respuesta a una señal externa (como un cambio en el precio) para brindar un servicio al sistema de energético [38].

Capítulo 4. Plan DRM descentralizado

guiente, etc.). Esta elasticidad en la demanda les concede un rol más activo en el suministro y consumo de energía, brindando la posibilidad incluso de convertirse también en proveedores de energía, proveedores de servicios, etc..

Automatización de consumo a nivel en hogares y edificios

Una de las claves que permite el desarrollo de nuevas tecnologías bajo el paradigma de la *smart grid*, es el despliegue de la infraestructura de comunicaciones adecuada que permita una relación interactiva entre los operadores de red, las empresas comercializadoras y los usuarios finales. Bajo este concepto, se han desarrollado sistemas de automatización y planificación para los hogares y edificios comerciales [8,9,43,94]. El cometido es la planificación de ciertos electrodomésticos que puedan ser configurados para responder a las señales de su comercializadora, reduciendo al mínimo indispensable el consumo en tiempos cuando la red está bajo estrés de alta demanda, o incluso moviendo temporalmente la ejecución de algunas tareas hacia momentos donde hay proliferación de energía en el sistema.

En esta dirección, los sistemas de contadores inteligentes o *smart meters* son la interfaz entre los consumidores finales y las empresas comercializadoras. Estos medidores son el remplazo natural a los viejos contadores mecánicos que registraban el consumo en un periodo de tiempo determinado (generalmente mensual o bimensual). Los nuevos sistemas de contadores operan de manera digital y permiten la transferencia de información automática entre los usuarios y su comercializadora, registrando el consumo en intervalos de tiempo de una hora e incluso menores. De esta manera, los *smart meters* proporcionan a las empresas comercializadoras mayor información acerca de cuánta electricidad está siendo utilizada a través de sus áreas de servicio, pudiendo gravar a sus clientes con precios dinámicos a lo largo del día. Esta nueva información disponible junto con las herramientas de tarificación en tiempo real pueden ser canalizadas e integradas a través de un sistema de gestión de energía para el hogar (HEMS¹⁰). Este sistema le permite al usuario ver la planificación de encendido de sus electrodomésticos o su consumo a lo largo del día en su computadora o dispositivo móvil y en un formato fácil de entender. El HEMS permite un control más detallado del consumo de energía, automatizar el encendido/apagado de algunos electrodomésticos, elegir la fuente desde donde se realiza el consumo (consumir desde red, sistema de batería, auto-generación, etc.) y planificar en el corto plazo su perfil de potencia con el propósito de disminuir el costo de su tarifa de energía (figura 4.7).

Las aplicaciones inteligentes o *smart appliances* (entre las que podemos encontrar electrodomésticos, aire acondicionado, EV's, etc) a través de una interfaz HEMS podrían responder a las señales de su proveedor de energía evitando el consumo durante los momentos del pico de demanda. Esto es un poco más complicado que un simple encendido y apagado del interruptor de la aplicación. Por ejemplo, un acondicionador de aire inteligente podría extender su tiempo de ciclo o realizar un pre-calentamiento del ambiente para reducir su consumo desde la red en momentos desfavorables. Aunque a simple vista no genere un gran impacto a nivel

¹⁰Home Energy Management System por sus siglas en ingles

4.2. Mercado Minorista y sus participantes

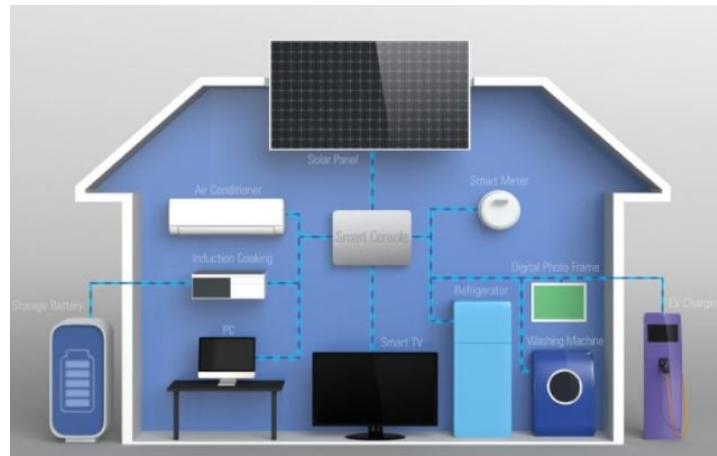


Figura 4.7: Casa Inteligente (U.S. Department of Energy) [95]

individual, si consideramos millones de aires acondicionados o reservorios del tipo térmico actuando de manera sincronizadas y solidarios al sistema eléctrico, podrían reducir significativamente los picos de carga sobre la red eléctrica [37] o incluso inscribirse en programas de servicios auxiliares en otros mercados [96]. Asimismo, un refrigerador inteligente podría aplazar su ciclo de descongelado algunas horas, utilizar lavavajillas inteligentes, motores de piscina, etc., que puedan planificar de manera conveniente sus tareas a lo largo del día siguiente. Particularmente, la calefacción centralizada en edificios residenciales, oficinas o comercios pueden jugar un papel importante debido a un uso inteligente en su consumo [37, 78, 97]

Por supuesto, estos aparatos inteligentes incluirán la capacidad de control por parte del usuario reemplazando los controles automatizados o la planificación prevista cuando sea necesario. Si el usuario necesita hacer funcionar su lavavajillas de forma inmediata o utilizar su lavarropas en ese momento, sin importar el costo de la energía, el usuario será capaz de hacerlo.

4.2.6. Rol de las comercializadoras

Esta nueva estructura del mercado eléctrico genera nuevos roles que deben cumplir los participantes, además de nuevas oportunidades o modelos de negocios necesarios para promover un mercado eficiente y transparente hacia el usuario final, reflejándose en una disminución de su tarifa eléctrica.

Las compañías comercializadoras participan en varias etapas del mercado eléctrico, particularmente comprando energía en los mercado mayorista y auxiliares, manejando su portafolio de opciones de diversas formas, por ejemplo:

- Utilizando herramientas y modelos estocásticos para el manejo de la aleatoriedad del precio mayorista.
- Generado ofertas de compra y de venta en caso de *Traders*.

Capítulo 4. Plan DRM descentralizado

- Blindándose frente a la volatilidad del precio mayorista celebrando contratos con otros generadores o intermediarios.
- Fijando precios o cotas superiores al precio en caso que éste se dispare.

Del lado de la demanda, los usuarios finales con capacidad de flexibilizar su perfil de potencia, ajustan sus proyecciones de consumo a través de las señales dinámicas provistas por su comercializadora, las cuales intentan reflejar el dinamismo de los mercados mayoristas y el estado de operación de la red física.

El cometido principal de las comercializadoras es abastecer la demanda de sus clientes ofreciendo tarifas acordes a las necesidades de cada uno, absorbiendo y/o compartiendo con estos el riesgo generado en la volatilidad de precios de la energía en el mercado mayorista, congestión de los recursos del sistema, etc. De esta forma, las comercializadoras o proveedoras de servicios de energía se transforman en el nexo entre las diferentes etapas de generación y comercialización minorista (figura 4.8), donde el intercambio de información entre agentes es vital para garantizar una mayor eficiencia del sistema.

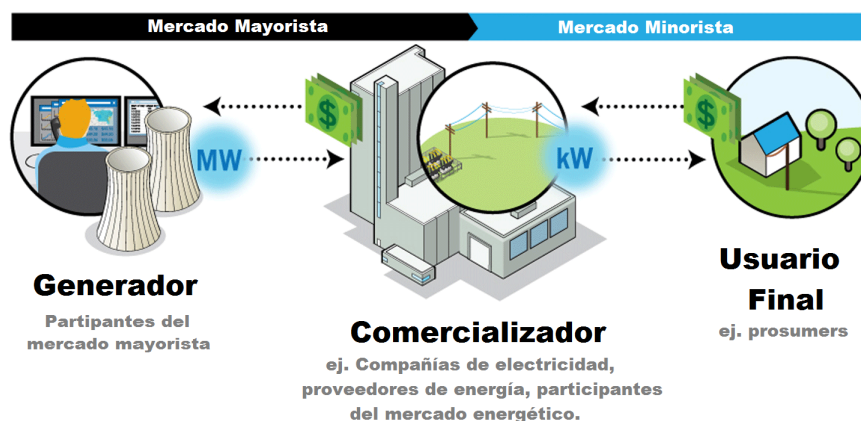


Figura 4.8: Comercializadoras como nexo entre mercado mayorista y minorista. [53]

Los países inmersos en el proceso de liberalización del mercado minorista, han eliminado el sistema de tarifas fijas tradicionales característico del sector, en donde la competencia ofrece a los consumidores un abanico de opciones o contratos de suministros con distintos niveles de seguridad y volatilidad en el precio. La correcta estimación y modelado de la demanda agregada a corto plazo, no solo en el uso eficiente de la energía sino mediante un uso inteligente de la misma, se ha vuelto vital para mejorar la eficiencia de los mercados previos al momento del despacho¹¹ (ej: menos necesidad de reservas de capacidad disponible). Esto permitiría entre otras posibilidades menor disponibilidad de generadores de reserva disponibles, diferir temporalmente inversiones en la red, aplazar la construcción de nuevas plantas de generación de potencia firme, ampliar la capacidad de líneas, entre otras posibilidades.

¹¹Ej mercado del día anterior en PJM, mercados intra-diarios en el caso Ibérico, etc

4.3. Modelo y formulación del problema

Incluso en los mercados más avanzados, los clientes de estas empresas intermediarias pueden vender sus excedentes de energía en una red de distribución con flujo bidireccional. El nuevo servicio a prestar en este caso consistiría en re-ubicar entre sus clientes los pequeños bloques de energía volcados a la red, donde el valor agregado se encuentra en evitar consumir desde un generador instalado lejos de los centros de consumo, sin incurrir en el costo asociado al cobro de peajes por el uso de la red de transporte, las pérdidas físicas de las redes, etc. Este tipo de operaciones han cobrado gran impulso y se viene haciendo una fuerte apuesta por su desarrollo tanto a nivel industrial como académico, donde las ventajas van desde la relativa facilidad de implementación, eficiencia en el uso de los recursos físicos de la red, valor agregado a la mini y micro generación, entre otras [69].

A modo de resumen, la finalidad principal de la actividad de las comercializadoras es abastecer la demanda de sus clientes con los servicios de energía básicos, mantener la eficiencia en el mercado mayorista (sería inviable que pequeños consumidores o generadores participen directamente de éste mercado) y blindar a los usuarios contra el riesgo generado en la especulación de precios de estos mercados. Existe una vasta literatura en cuanto a como realizar el despacho óptimo de los generadores y como manejar los activos y la estocacidad del sistema desde el lado de la generación, y más que extendido es el estudio del manejo y diversificación de un portafolio de activos y manejo del riesgo [98, 99]. Sin embargo, con la volatilidad en el precio de la energía, las nuevas tecnologías del lado del usuario y la infraestructura de información desplegada y propia de las redes inteligentes o *smart grid*, se esta realizando un gran esfuerzo tanto académico como industrial en adaptar o solidarizar la demanda con el estado de la red y del mercado.

4.3. Modelo y formulación del problema

4.3.1. Motivación

Los nuevos desarrollos tecnológicos y las metas de desarrollo para el sistema eléctrico generan nuevas oportunidades de negocios para las empresas comercializadoras, virando de un modelo de negocios basado en intercambios de volúmenes de energía a un modelo basado prestaciones de servicios. Los nuevos conceptos desarrollados priman la búsqueda de transparencia en la formación del precio de la energía y la eficiencia de sus mercados, trasladándose la cadena de valor del sector hacia las frontera del sistema e introduciéndose incluso en las casas de los usuarios. En este nuevo escenario es que se hace imperante que las empresas de servicios de energía sean capaces de intercambiar información con sus clientes de manera dinámica, generando un nexo entre los mercados mayoristas y minoristas, contemplando y explotando las nuevas exigencias y capacidades de sus clientes.

Entre las nuevas funciones que deben brindar estas empresas para competir de forma eficiente se encuentran:

- Ser capaces de predecir la demanda agregada de sus clientes.

Capítulo 4. Plan DRM descentralizado

- Mediante tarifas menos rígidas acordar perfiles de consumo con sus clientes y trasladarlos (de manera agregada) al mercado mayorista.
- Generar ofertas en el mercado mayorista con la demanda agregada estimada.
- Coordinar con el Operador de la red la entrega de energía en la ubicación geográfica de sus clientes.
- Operar de manera diaria la colocación de la diferencias entre la demanda en tiempo real y las ofertas de compra para cada instante de tiempo realizadas en los mercados anteriores al despacho eléctrico (mercado day-ahead, intra-day, etc.). Estas diferencias deben ser compradas o vendidas, en caso de quedarse corto o largo en su estimación de demanda, en los mercados de balance o *spot*.

A continuación se muestra un modelo dinámico en el cual la comercializadora intercambia precios dinámicos con sus clientes, mientras que estos ajustan sus perfiles de consumo para el día de operación. Este modelo es una extensión de los modelos presentados por *S. Low et al.* en [25, 26], donde la empresa comercializadora optimiza los costos de operación y reserva mientras que sus clientes maximizan de manera individual el beneficio que perciben por la utilización del servicio menos los costos incurridos, planificando de manera inteligente el despacho de sus aplicaciones eléctricas. Mediante la coordinación de los usuarios, la comercializadora fija los precios marginales de la energía de manera dinámica acorde a las estimaciones de consumo de sus clientes, maximizando el bienestar social¹² del sistema completo.

4.3.2. Modelo del Sistema

Se utiliza un modelo de tiempo discreto con un horizonte finito que modela la operación del día siguiente. Cada día se divide en T periodos de tiempo de igual duración indexándose como $t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\}$. La duración de cada periodo de tiempo depende de la estructura particular del mercado, correspondiéndose con la resolución temporal del sistema de despacho económico. Para nuestro modelo consideramos a la comercializadora participando únicamente en el mercado de capacidad para el día siguiente, sin modelar el despacho en tiempo real o la participación del proveedor en otros mercados de balance o de servicios auxiliares.

4.3.3. Modelo de la comercializadora o proveedor de servicios

El proveedor de servicios o comercializadora de energía debe decidir el volumen de energía a reservar para cada instante de tiempo t del día siguiente de manera de abastecer su demanda agregada. Sea $\mathbf{P}_d := (P_d(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ el vector de potencia variable y no negativo que representa la cantidad de energía

¹²El bienestar social se le llama al conjunto de factores que participan en la calidad de la vida de las personas en una sociedad y que hacen que su existencia posea todos aquellos elementos que dan lugar a la satisfacción humana o social [1].

4.3. Modelo y formulación del problema

planificada o que debe reservar la comercializadora para cada instante de tiempo del día de operación. Reservar una cantidad \mathbf{P}_d trae asociado un costo para el proveedor de $C_d(P_d(t); t)$. La formación del precio impuesto en el mercado minorista por el proveedor es una consecuencia directa de $C_d(\cdot, \cdot)$. Esta función recoge los costos operativos de proveer el servicio a sus clientes y los costos incurridos en la reserva de potencia en el mercado mayorista. El modelado de esta función de costos es un temática abierta a nivel académico la cual no es abarcada en el cometido de esta tesis maestría, asumiendo únicamente que $C_d(\cdot, \cdot)$ es una función de costos creciente y convexa para cada t en $P_d(t)$. La comercializadora debe tomar la decisión óptima de reserva de energía para el día siguiente y formular los precios $\mathbf{w} := (w(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ para el mercado minorista. Este problema de carácter económico plantea la minimización de los costos operativos y se puede formular matemáticamente de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{P}_d, \mathbf{w}} \quad & \sum_{t=1}^T C_d(P_d(t); t) - \mathbf{w}^t \cdot \mathbf{P}_d \\ \text{s.t} \quad & \\ & \mathbf{P}_d \geq 0 \end{aligned} \tag{4.1}$$

La solución de este problema por parte de la comercializadora establece la reserva óptima a realizar en el mercado mayorista y el vector de precios \mathbf{w} para cada hora del día siguiente propuesto para sus clientes en el mercado minorista. La formulación

4.3.4. Modelo del Usuario Final

Se consideran H usuarios abastecidos por un único proveedor. Sin pérdida de generalidad, podemos considerar que cada usuario presenta una única aplicación cuya característica general son las restricciones temporales de confort¹³ y una función de utilidad [1] que mide o modela matemáticamente el grado de satisfacción del usuario por el uso del servicio. Durante el día de operación, el cliente h utiliza una cantidad de energía $\mathbf{y}_h := (y_h(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ en la aplicación térmica, obteniendo para cada instante de tiempo del día un nivel de satisfacción modelado por la función $U_h(T_h^{in}(\mathbf{y}_h; t))$.

Modelo de la aplicación térmica: Se modela una aplicación térmica como calefactores, aire acondicionado, etc., la cual controla la temperatura en un ambiente residencial o un sistema centralizado de calefacción para un edificio entre otras posibilidades. Sean $T_h^{in}(t)$ and $T_h^{out}(t)$ las temperaturas dentro y fuera del ambiente que se desea controlar para el instante de tiempo t . Se define \mathcal{A}_{ht} como el conjunto de tiempos que el usuario o el sistema térmico necesita mantener la temperatura controlada dentro de ciertos límites (ej. cuando el usuario residencial se encuentra en su casa, horario laboral para un edificio de oficinas, etc). La evolución de la temperatura dentro del ambiente se modela con la siguiente ecuación [26, 78].

¹³Ej: mantener la temperatura ambiente dentro de ciertos parámetros de calidad establecidos en el horario de oficina o cuando el usuario llega a su casa, entre otros.

Capítulo 4. Plan DRM descentralizado

$$T_h^{in}(t) = T_h^{in}(t-1) + \alpha(T_{out}(t) - T_h^{in}(t-1)) + \beta y_h(t)$$

En este modelo simple de la dinámica térmica en un ambiente, α y β representan las características térmicas del ambiente y la capacidad o eficiencia térmica de la aplicación, donde $\beta > 0$ si la máquina térmica es un calefactor ó $\beta < 0$ si es un aire acondicionado. A su vez, definimos $T_h^{in}(0)$ como la temperatura al final del día anterior. Reescribiendo la expresión anterior de manera matricial podemos obtener:

$$\mathbf{T}_h^{in} = T_h^{in}(0) \cdot (1 - \alpha)^t + A \cdot \mathbf{T}^{outT} + B \cdot \mathbf{y}_h^T$$

donde A y B son matrices constantes, mientras que \mathbf{T}_h^{in} y \mathbf{T}^{out} son los vectores de temperatura interna y externa al ambiente para cada periodo de tiempo $t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\}$.

El nivel de satisfacción o beneficio percibido por el usuario h al consumir \mathbf{y}_h puede ser medido como la suma de las desviaciones de la temperatura real dentro del ambiente con respecto a una temperatura de confort establecida de antemano. Definimos la función de utilidad como $U_h(T_h^{in}(\mathbf{y}_h; t)) = -a_h \|T_h^{comf}(t) - T_h^{in}(\mathbf{y}_h; t)\|^2 \forall t \in \mathcal{A}_{ht}$, donde T^{comf} es la temperatura a la cual el usuario se siente a gusto en el ambiente.

Modelo del sistema de baterías (ESS): Además de la aplicación térmica inteligente, el cliente h tiene también un sistema de baterías el cual le brinda flexibilidad adicional en su consumo a través del tiempo. Es inviable pensar que el cliente tendrá la disponibilidad de planificar todos los días el encendido apagado de las *smart appliance*, controlar el estado de la batería y elegir como consumir desde la red. Este trabajo de control y planificación es realizado por un HEMS, interactuando a través de señales dinámicas por su proveedor. La capacidad adicional de almacenaje permite diferir hacia los momentos más beneficios el consumo directo desde la red, utilizando sus reservas en los momentos de mayor demanda en el sistema.

Definimos como $\mathbf{b}_h := (b_h(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ como el vector de capacidad almacenada en el sistema de baterías para cada momento t del día siguiente, y como $\mathbf{r}_h := (r_h(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ el vector de potencia de carga/descarga momentánea desde la batería en el instante de tiempo t . Modelamos la dinámica de funcionamiento de la batería como:

$$\begin{aligned} b_h(t) &= \sum_{\tau=0}^t r_h(\tau) + b_h(0) \\ \text{s.t } \mathbf{r}_h &\in \mathcal{R}_h \end{aligned} \quad (4.2)$$

Donde \mathcal{R}_h es el conjunto factible de \mathbf{r}_h tal que $\forall t$ se cumple:

$$\begin{aligned} 0 &\leq b_h(t) \leq B_h^{max} \\ r_h^{min} &\leq r_h(t) \leq r_h^{max} \\ b_h(T) &\geq \gamma B_h^{max}, \gamma \in (0, 1] \end{aligned}$$

4.3. Modelo y formulación del problema

Donde B_h^{max} es la capacidad total de la batería del usuario h , r_h^{max} y r_h^{min} son los límites superior e inferior de la rampa de potencia de carga/descarga de la batería. De manera de asegurarse que quedará al menos una cierta capacidad de potencia en la batería al comienzo del día siguiente, se impone un mínimo de carga para el instante de tiempo T , la cual se refleja en la última restricción.

El costo de operación de la batería puede ser capturado por la función $D_h(\mathbf{r}_h)$, tomando como variable el vector de carga/descarga de potencia \mathbf{r}_h a lo largo del día de operación. $D_h(\cdot)$ modela el desgaste propio de la utilización del equipamiento. La vida útil de un sistema de baterías de carácter residencial está fuertemente relacionado con la cantidad de ciclos de carga/descarga, pudiéndose ver disminuido en forma considerable la eficiencia almacenaje luego que se cumplen los ciclos de vida útil establecidas por el fabricante como se muestra en la figura 4.9. Además, asumimos que la función de costos $D_h(\mathbf{r}_h)$ es una función convexa sobre el vector de cargas \mathbf{r}_h .

Details of Comparison: Lead Acid - Li-Ion

	Lead Acid	Li-Ion (Cobalt)
• Operation		
• Voltage profile (during discharge)	Sloping	Flat
• Failure mode	will not accept charge	predictive based on cycles and efficiency
• (assumes traditional control circuits)		
• Cycles		
- At 10% discharge	1750	4000+
- At 50% discharge	500	1000
- At 95% discharge	250	500
• State of charge measured by	Voltage level	Coulombs transferred
	Rough	Exact
• Costs		
• Cell cost	\$80-\$100 / kWhr	\$300-\$400 / kWhr
• Assembled Sys Cost (with circuitry)	\$125 / kWhr	\$500 / kWhr
• Maintenance costs and frequency	SLA = 2%	None
•	VRLA=10%	
• Operating costs		
- Air conditioning	8% of capacity	None required
- Service Interval	6 mos	12 mos
• Replacement timeframe	2 years	5-7 years
- Assumes life is not limited by number of discharge cycles, instead by time		

Figura 4.9: Comparación entre la eficiencia de diferentes tecnologías de baterías de carácter residencial [100].

El problema de optimización que debe resolver el usuario refleja el punto de funcionamiento óptimo para el usuario, en el cual busca maximizar su nivel de satisfacción y el uso de su sistema de baterías. Para esto necesita optimizar su perfil de consumo de potencia desde la red $\mathbf{p}_h := (p_h(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ con respecto a los precios impuestos por su proveedor para el día de operación. Este vector de precios $\mathbf{w} := (w(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ es publicado por la comercializadora a todos sus clientes antes de una hora pactada de antemano, derivando de la planificación de reservas necesarias para abastecer la demanda agregada. Con esta señal de precios disponibles, los usuarios ajustan su perfil de consumo y planifican la carga/descarga de la batería para maximizar su propio beneficio

Capítulo 4. Plan DRM descentralizado

en forma individual, consumiendo de manera inteligente para minimizar los costos del servicio.

$$\max_{\mathbf{r}_h, \mathbf{y}_h, \mathbf{p}_h} U_h(T_h^{in}(\mathbf{y}_h; t)) - D_h(\mathbf{r}_h) - \mathbf{w}^t \cdot \mathbf{p}_h \quad (4.3)$$

s.t

$$\mathbf{p}_h = \mathbf{y}_h + \mathbf{r}_h + \hat{\mathbf{x}}_h \quad (4.4)$$

$$T_h^{comf}(t) - T_h^{in}(\mathbf{y}_h, t) \leq \delta_h \quad \forall t \in \mathcal{A}_{ht} \quad (4.5)$$

$$\mathbf{r}_h \in \mathcal{R}_h \quad (4.6)$$

$$\mathbf{y}_h \geq 0 \quad (4.7)$$

$$0 \leq \mathbf{p}_h \leq Q_h^{max} \quad (4.8)$$

El HEMS de cada usuario debe resolver el problema de optimización (4.3) con el objetivo de planificar su consumo eléctrico y maximizar su beneficio al hacer uso del servicio, pagando el menor costo posible por la energía consumida. El vector \mathbf{p}_h tiene asociadas las restricciones (4.4) y (4.8), de esta última se desprende que $0 \leq \mathbf{p}_h$ indica que la energía es consumida desde la red y además el usuario no puede inyectar energía hacia el sistema. Definimos $\hat{\mathbf{x}}_h$ la potencia requerida por las aplicaciones no controlables o no diferibles en el tiempo del usuario¹⁴, Q_h^{max} la potencia máxima contratada y se asume que el usuario no puede volcar energía a la red. La restricción (4.5) corresponde a los parámetros asociados al confort de la aplicación térmica siendo ϵ la tolerancia de desviación máxima permitida de la temperatura de confort y (4.6) describe el funcionamiento físico permitido por la batería.

4.3.5. Modelo del sistema

La propuesta consiste en diseñar un programa DRM capaz de estimar con anticipación la demanda agregada de los clientes de una comercializadora, con el fin de maximizar los beneficios de los clientes y minimizar los costos operativos de abastecer la demanda el día de operación. El DRM debe optimizar en conjunto y de manera coordinada la utilidad percibida por los usuarios al utilizar el servicio de energía pero contribuyendo al mismo tiempo a minimizar los costos de operación de reserva de capacidad de la comercializadora. La maximización del bienestar

¹⁴Si bien no son controlables, el HEMS puede aprender de manera dinámica el comportamiento del usuario y estimar un perfil de potencia. Este parámetro se toma como dato de entrada a partir de modelos y estimaciones de consumo de edificios estándares [101].

4.3. Modelo y formulación del problema

social del sistema se puede expresar como el siguiente problema de optimización:

$$\min_{\mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{p}, \mathbf{P}_d} W_{total}(\mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{p}, \mathbf{P}_d) := C_d(\mathbf{P}_d; t) - \sum_{h=1}^H [U_h(T_h^{in}(\mathbf{y}_h, t); t) - D_h(\mathbf{r}_h)] \quad (4.9)$$

s.t

$$\mathbf{p}_h = \mathbf{y}_h + \mathbf{r}_h + \widehat{\mathbf{x}}_h, \quad \forall h \in \mathcal{H} \quad (4.10)$$

$$T_h^{comf}(t) - T_h^{in}(\mathbf{y}_h; t) \leq \delta_h, \forall t \in \mathcal{A}_{ht}, \forall h \in \mathcal{H} \quad (4.11)$$

$$\mathbf{r}_h \in \mathcal{R}_h, \quad \forall h \in \mathcal{H} \quad (4.12)$$

$$0 \leq \mathbf{p}_h \leq Q_h^{max}, \quad \forall h \in \mathcal{H} \quad (4.13)$$

$$\mathbf{y}_h \geq 0, \quad \forall h \in \mathcal{H} \quad (4.14)$$

$$\mathbf{P}_d \geq 0 \quad (4.15)$$

$$\sum_{h=1}^H \mathbf{p}_h = \mathbf{P}_d, \quad (4.16)$$

donde los vectores $\mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{p} := (\mathbf{y}(h) = \mathbf{y}_h, \mathbf{r}(h) = \mathbf{r}_h, \mathbf{p}(h) = \mathbf{p}_h, h \in H = \{1, \dots, H\})$ respectivamente y representan las distintas variables de control de cada usuario en el programa DRM.

La formulación del problema (4.9) tiene una estructura convexa debido a que se compone de la suma de funciones de costos convexas y restricciones afines o lineales. Sin embargo, hallar una solución de manera centralizada de este problema no parece una opción viable debido a la alta dimensionalidad del sistema y la cantidad de participantes a la que esta dirigida. Para una comercializadora implementando el plan DRM, la cardinalidad del sistema crece fácilmente considerando que el modelo tiene relevancia cuando el número de clientes es lo suficientemente grande. Además, el hecho más redundante compete a la calidad de la información que sería necesario hacer público para encontrar una solución factible del problema. Con respecto a la comercializadora no es de su interés hacer pública con sus clientes la información del estado o la función de costos $C_d(\cdot)$ en el mercado de reservas. Tampoco sería viable que esta recibiera la información y las restricciones de cada uno de sus clientes para resolver el problema de optimización y maximizar el bienestar social de forma centralizada. Con respecto a los usuarios tampoco estarían de acuerdo en hacer público sus requerimientos con la comercializadora, delegando la autoridad para que esta controle sus aparatos electrónicos.

La restricción de igualdad (4.16) concierne al balance de potencia del sistema y es la ecuación que acopla las variables de decisión de los participantes del sistema. Acorde a la estructura del problema, se puede observar que si esta restricción no estuviera el problema podría ser desacoplado en subproblemas que serían resueltos por cada participante.

4.3.6. Descomposición dual del problema

La idea básica detrás de los métodos de descomposición es dividir el problema original en *subproblemas* más fácil de resolver y en forma distribuida, los cuales

Capítulo 4. Plan DRM descentralizado

son coordinados por un *master-problem* mediante la utilización de algún tipo de señalización. Las técnicas de descomposición pueden ser clasificadas en *primal decomposition* y *dual decomposition*, la primera concierne a la descomposición del problema original o primal, mientras que la segunda concierne a descomponer la función dual de *Lagrange*. La descomposición dual puede entenderse como una reubicación de los recursos via precios, donde el coordinador del *master-problem* fija los precios de los recursos a cada *subproblema* y éstos deben decidir la cantidad del recurso dependiendo del precio fijado por el coordinador.

Los trabajos expuestos *S. Low et al.* entre otros, muestran la existencia de precios óptimos en el mercado eléctrico que permiten la coordinación de manera individual y distribuida de las decisiones de consumo de cada participante. Los usuarios reciben las señales de precios impuestos por la comercializadora y optimizan su perfil de consumo de manera de maximizar su propio beneficio incurriendo en el menor costo posible, maximizando al mismo tiempo el *surplus* del sistema completo. Al recibir las intenciones de consumo de cada cliente, la comercializadora cuenta con la información de la demanda agregada, pudiendo estimar los costos de reserva para el día de operación, y recalcular los nuevos precios de la energía para incentivar y coordinar de manera favorable el consumo de los usuarios.

El objetivo es utilizar la teoría de la descomposición dual para introducir los multiplicadores de *Lagrange* apropiados y desacoplar el problema (4.9) en subproblemas de menor tamaño y que puedan ser resueltos de forma independiente por cada participante del plan DRM. La única restricción que acopla las variables de decisión de los participantes es (4.16), la cual considera el balance de potencia del sistema. Si esta restricción no estuviera, el problema se desacoplaría en múltiples subproblemas, con lo cual parece lógico formar el *Lagrangiano* relajando esta restricción. Sea $\epsilon := (\epsilon(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ el multiplicador asociado a esta restricción, construimos el *Lagrangiano* $\mathbb{L}(\mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{p}, \mathbf{P}_d; \epsilon)$ asociado a (4.9) de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \mathbb{L}(\mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{p}, \mathbf{P}_d; \epsilon) &= W_{total}(\mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{p}, \mathbf{P}_d) + \epsilon^T \left[\sum_{h=1}^H \mathbf{p}_h - \mathbf{P}_d \right] \\ &= [C_d(\mathbf{P}_d; t) - \epsilon^T \mathbf{P}_d] + \sum_{h=1}^H [\epsilon^T \mathbf{p}_h - U_h(T_h^{in}(\mathbf{y}_h, t); t)) + D_h(\mathbf{r}_h)] \end{aligned} \quad (4.17)$$

Definimos:

$$\mathbb{L}_{com}(\mathbf{P}_d; \epsilon) = C_d(\mathbf{P}_d; t) - \epsilon^T \cdot \mathbf{P}_d$$

$$\mathbb{L}_h(\mathbf{y}_h, \mathbf{r}_h, \mathbf{p}_h; \epsilon) = \epsilon^T \cdot \mathbf{p}_h - U_h(T_h^{in}(\mathbf{y}_h, t); t) + D_h(\mathbf{r}_h)$$

El nuevo problema de optimización es una relajación de *Lagrange* del problema (4.9) donde el objetivo es desacoplar las variables de control de los diferentes

4.3. Modelo y formulación del problema

participantes del DRM. La relajación de *Lagrange* queda definida como:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{p}, \mathbf{P}_d} \quad & \mathbb{L}_{com}(\mathbf{P}_d; \epsilon) + \sum_h \mathbb{L}_h(\mathbf{y}_h, \mathbf{r}_h, \mathbf{p}_h; \epsilon) & (4.18) \\ \text{s.t.} \quad & (4,10) - (4,14), \quad \forall h \in \mathcal{H} \\ & (4,15) \end{aligned}$$

Resolver (4.18) encontrando los multiplicadores en forma analítica es muy difícil en la práctica y no es un opción viable, considerando además que el cometido es resolver el problema de manera descentralizada para mantener la integridad de la información de cada participante. Por lo tanto, definimos la función dual de *Lagrange* $g(\epsilon)$ del problema (4.18) y el problema dual asociado que permite desacoplar los subproblemas de la siguiente manera:

$$g(\epsilon) = \sum_h g_h(\epsilon) + g_{com}(\epsilon) \quad (4.19)$$

donde:

Función dual-comercializadora

$$g_{com}(\epsilon) := \inf_{\mathbf{P}_d} \{ \mathbb{L}_{com}(\mathbf{P}_d; \epsilon) \mid \mathbf{P}_d \geq 0 \} \quad (4.20)$$

Función dual-usuarios

$$g_h(\epsilon) := \inf_{\mathbf{y}_h, \mathbf{r}_h, \mathbf{p}_h} \{ \mathbb{L}_h(\mathbf{y}_h, \mathbf{r}_h, \mathbf{p}_h; \epsilon) \mid (\mathbf{y}_h, \mathbf{r}_h, \mathbf{p}_h) \in \mathcal{F}_h \} \quad (4.21)$$

siendo \mathcal{F}_h el conjunto de los puntos que cumplen las restricciones (4.10)-(4.14) para cada usuario del programa DRM. En el problema (4.18) las variables $(\mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{p}, \mathbf{P}_d)$ se denominan *variables primales* del problema, mientras que los multiplicadores (ϵ) se denominan *variables duales* o precios asociados si consideramos su significado económico en la teoría. De manera similar, la función objetivo del problema original $W_{total}(\mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{p}, \mathbf{P}_d)$ se denomina *objetivo primal* mientras que el *objetivo dual* $g(\epsilon)$ se define como el mínimo valor de (4.18) sobre $(\mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{p}, \mathbf{P}_d)$ para un ϵ dado.

Como $g(\epsilon)$ es el mínimo puntual de una familia de funciones lineales en (ϵ) , se puede afirmar que es una función cóncava aún si el problema (4.18) fuera no convexo, su dominio queda definido como:

$$Dom(g) = \{ \epsilon : g(\epsilon) > -\infty \}$$

El problema dual de (4.9) queda separable en las variables de decisión de cada uno de los participantes y permite separar en dos niveles el problema de optimización. En el nivel más bajo cada participante debe resolver un subproblema de optimización y en el nivel superior el coordinador del sistema (en este caso será la comercializadora) deberá resolver el problema dual de (4.18). El encargado de resolver el dual o *master problem* es el encargado de recalcular la variable dual ϵ resolviendo el siguiente problema de optimización:

$$D(\epsilon) := \max_{\epsilon} \sum_h g_h(\epsilon) + g_{com}(\epsilon) \quad (4.22)$$

Capítulo 4. Plan DRM descentralizado

El objetivo entonces es resolver el problema dual en lugar del problema primal original, el cual dará resultados apropiados si se verifica dualidad fuerte. El problema (4.18) es convexo y además podemos asegurar que existen soluciones estrictamente factibles afirmando entonces que se cumple la propiedad de dualidad fuerte (*Slater's conditions*). Además, el problema dual (4.22) es siempre cóncavo y es el *master-problem* en la descomposición dual.

En general, no podemos asegurar que (4.22) sea diferenciable por lo cual debemos aplicar un método de subgradiente, para lo cual debemos calcular únicamente los subgradiente de $g_h(\epsilon)$ y $g_{com}(\epsilon)$. Un subgradiente de $g_h(\epsilon)$ estaría dado por $s_h(\epsilon) = \mathbf{p}_h^*(\epsilon)$ y un subgradiente de $g_{com}(\epsilon)$ estaría dado por $s_{com}(\epsilon) = \mathbf{P}_d^*(\epsilon)$. El subgradiente global de (4.22) estaría dado por:

$$s(\epsilon) = \sum_h s_h(\epsilon) - s_{com}(\epsilon) = \sum_h \mathbf{p}_h^*(\epsilon) - \mathbf{P}_d^*(\epsilon) \quad (4.23)$$

Es claro a partir de (4.19) que el problema original (4.9) puede ser descompuesto en $H + 1$ problemas de optimización con ϵ como dato paramétrico, donde cada usuario obtiene una solución $(\mathbf{y}_h^*(\epsilon), \mathbf{r}_h^*(\epsilon), \mathbf{p}_h^*(\epsilon))$ y la comercializadora $(\mathbf{P}_d^*(\epsilon))$. Además, los problemas (4.20) y (4.21) presentan la misma estructura que (4.1) y (4.3) planteados de forma individual para cada uno de los participantes del programa DRM. Cada uno de estos problemas de optimización son convexos con restricciones lineales, para lo cual existe una vasta literatura y métodos para hallar el óptimo en cada caso.

4.3.7. Algoritmo distribuido

Para hallar un subgradiente de g , se debe hallar las soluciones de los subproblemas (4.20) y (4.21). Un subgradiente de g viene dado por (4.23). Con estos datos, el algoritmo del *master problem* puede actualizar el vector de precios ϵ y cada uno de los participantes debe resolver uno de los subproblemas.

Algorithm 5: *Algoritmo DRM*

- 1 *Inicializar* $\epsilon = \epsilon_0$;
 - 2 *La comercializadora envía* ϵ_0 a todos sus clientes **repeat**
 - 3 *Resolver los siguientes subproblemas (en paralelo);*
 - 4 Cada usuario resuelve (4.20) para encontrar $(\mathbf{y}_h^*, \mathbf{r}_h^*, \mathbf{p}_h^*)$
 - 5 y envía $\mathbf{p}_h^*(\epsilon)$ a la comercializadora;
 - 6 La comercializadora resuelve (4.21) para encontrar el
 - 7 punto óptimo $\mathbf{P}_d^*(\epsilon)$;
 - 8 *Actualizar las variables duales (precios marginales) ;*
 - 9 La comercializadora calcula la demanda agregada con la
 - 10 información recibida de sus clientes y resuelve:
 - 11 $\epsilon := \epsilon + \alpha_k (\sum_{h=1}^H \mathbf{p}_h^*(\epsilon) - \mathbf{P}_d^*(\epsilon))_+$;
 - 12 Envía los *precios marginales* actualizados a sus clientes;
 - 13 **until** *Hasta que converja;*
-

La figura (4.10) muestra la nueva estructura del problema de optimización descentralizado y dividido en subproblemas, donde la descomposición propuesta

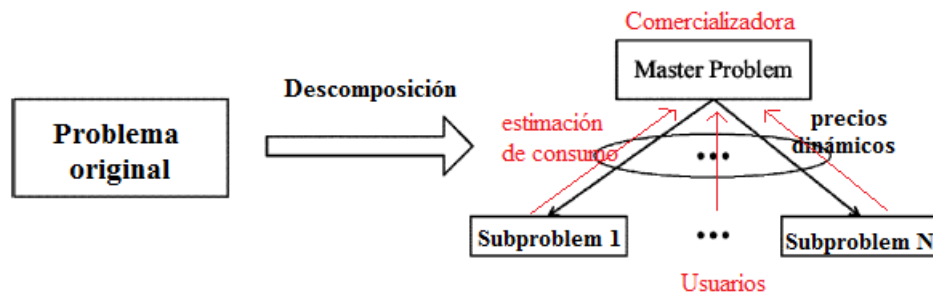


Figura 4.10: Descomposición dual del problema de maximización del bienestar social en subproblemas y descentralizado.

respetar la información privada de cada uno de los usuarios y de la comercializadora. El modelo comienza antes del día de operación y debe finalizar antes que venza el plazo para que la comercializadora realice las reservas de capacidad con sus generadores o contratos. La comercializadora y los usuarios intercambian a través de un canal de comunicaciones bidireccional la información para el día de operación (precios marginales e intenciones de consumo de los usuarios). Cada usuario optimiza la planificación de su consumo para el día siguiente a partir de los precios dinámicos publicados de forma iterativa por la comercializadora.

Cuando nos referimos a "precios marginales", lo hacemos en el contexto de la interpretación económica clásica al realizar una descomposición dual en el problema, donde las variables duales son interpretadas como precios marginales. Estos precios son simplemente señales de control que contienen la información necesaria para que los usuarios puedan ajustar sus costos de consumo de una manera distribuida y óptima. No hacemos un estudio en profundidad de si estas señales o precios marginales deben estar directamente relacionados con los costos monetarios a los que deben incurrir los usuarios, escapando del alcance de este trabajo. Sin embargo, existen esfuerzos por traducir estas señales a un pliego tarifario como por ejemplo [102] donde se plantea la discusión de un posible sistema de tarifación para el mercado Italiano entre otros [103].

4.4. Simulaciones y análisis numérico

Consideramos un horizonte de tiempo de veinticuatro horas y de una hora cada intervalo de tiempo de decisión mínimo para el día de operación, comenzando a 1 A.M. hasta las 12 P.M. Consideramos dos tipos de clientes: uno con características residenciales y otro de características comerciales o pequeñas empresas, ambas abastecidos por la misma comercializadora e inscritos en el mismo programa DRM. Se considera un total de 200 clientes en el programa DRM, en donde aproximadamente el 70 % se consideran usuarios del tipo residencial.

Parámetros utilizados

1. *Aplicación térmica*: asumimos que el periodo en que los usuarios se encuentran fuera de su hogar varía entre las [7, 10] A.M., retornando entre las [16, 19] P.M.¹⁵. La temperatura de confort marcada por el usuario es de 23 °C en donde el HEMS puede tolerar una desviación menor a $\delta_h = \pm 1^\circ\text{C}$. Para el caso de un usuario del tipo comercial, se considera que el horario en que el HEMS debe mantener bajo control la temperatura es en el considerado de oficina, iniciando entre [6, 9] A.M. y las [18, 22] P.M.. La temperatura de confort marcada por el usuario del tipo comercial es también de 20°C en donde el HEMS puede tolerar una desviación menor a $\delta_h = \pm 2^\circ\text{C}$. El vector de temperatura exterior del ambiente que desean mantener controlado (T^{out}) es recogida en la figura (4.11), la cual muestra la temperatura de un día típico de invierno.

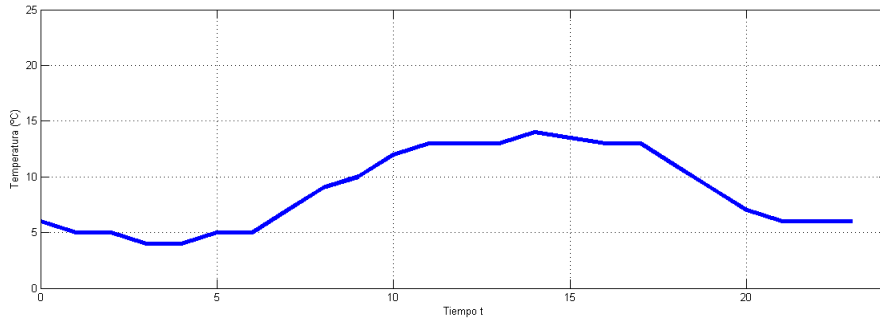


Figura 4.11: Temperatura exterior estimada para el día de operación.

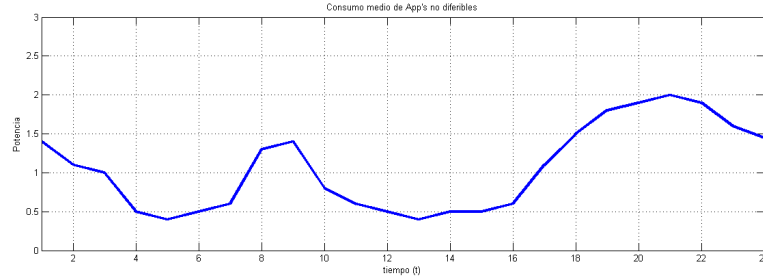
2. *Sistema de batería - ESS*: la capacidad de la batería es escogida de forma aleatoria entre [4, 6] kW/h o [10, 16] kW/h considerando una curva de carga/descarga máxima de $\pm 2,0kW/h$ o $\pm 4,0kW/h$ para los usuarios residenciales o comerciales respectivamente (donde $r_h(t) \geq 0$ significa que la batería se carga y $r_h(t) \leq 0$ en caso contrario). Asumimos un estado inicial de carga al inicio del día de $\sigma_h = 0,5$. Modelamos la función de costo o eficiencia de la batería de la siguiente forma [29]:

$$D_h(\mathbf{r}_h) = \eta_1 \sum_{t=1}^T (r_h(t))^2 - \eta_2 \sum_{t=1}^{T-1} (r_h(t)r_h(t+1)) \quad (4.24)$$

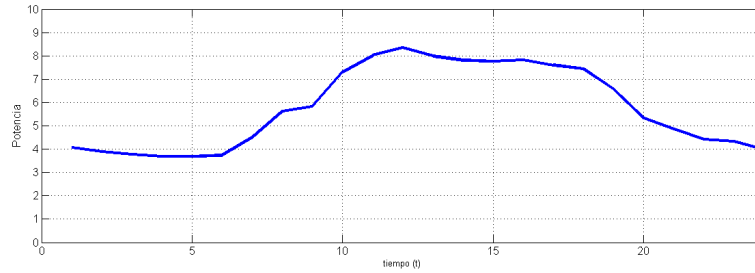
Donde η_1 y η_2 son constantes positivas. El primer término concierne a la eficiencia del sistema al cargar la batería y luego descargarla, mientras que el segundo término modela el daño causado por los ciclos de carga y descarga considerando la vida útil del sistema, asumiendo una penalidad cuando $r_h(t)$ and $r_h(t+1)$ presentan signo opuesto. Si $\eta_1 > \eta_2$, entonces la función de costos D_h es una función positiva y convexa sobre el vector \mathbf{r}_h .

¹⁵Este horario puede ser considerado como el horario de oficina típico.

4.4. Simulaciones y análisis numérico



(a) Usuario residencial típico



(b) Usuario comercial típico

Figura 4.12: Demanda media de cargas no planificables o diferibles en el tiempo para usuarios residenciales y comerciales.

3. *Demanda media de cargas no diferibles*: consideramos que cada usuario tiene un perfil de potencia media $\hat{\mathbf{x}}_{med}$ estimado por el HEM, correspondiente a las cargas que no pueden ser planificadas de antemano. Esta información es recogida en la figura (4.12).
4. *Función de utilidad del usuario*: para cada usuario, asumimos una función de satisfacción o beneficio percibido por la aplicación térmica definido por $U_h(\mathbf{y}_h; t) = -a_h \|T_h^{comf}(t) - T_h^{in}(\mathbf{y}_h; t)\|^2$, $\forall t \in \mathcal{A}_{ht}$, donde a_h es una constante positiva y una potencia contratada desde la red de Q_h^{max} .
5. *Función de costos dla comercializadora* $C_d(\mathbf{P}_d; t)$: asumimos $C_d(\cdot; t)$ es una función creciente y convexa que satisface $C_d(0; t) = 0$. De esta forma consideramos $C_d(\mathbf{P}_d) = \sum_t [a_1 P_d(t)^2 + a_2 P_d(t)]$ en donde $a_1 = 0,00063$ y $a_2 = 0,85$. A su vez, existe $P_{max}(t) \geq \sum_h Q_h^{max}$, $\forall t \in \mathcal{A}_{ht}$. Esto último implica que la comercializadora es capaz de soportar la demanda máxima admisible $\sum_h Q_h^{max}$ utilizando para esto sus reservas con sus proveedores mediante los contratos bilaterales por potencia firme, con un costo marginal finito.

Resultados obtenidos

1. *Comportamiento del algoritmo DRM*: el conjunto de imágenes en la figura (4.13) muestran la dinámica de las variables involucradas en el problema DRM, en donde se aprecia la rápida convergencia tanto de las variables de control como de las variables duales (precios marginales) a un punto de

Capítulo 4. Plan DRM descentralizado

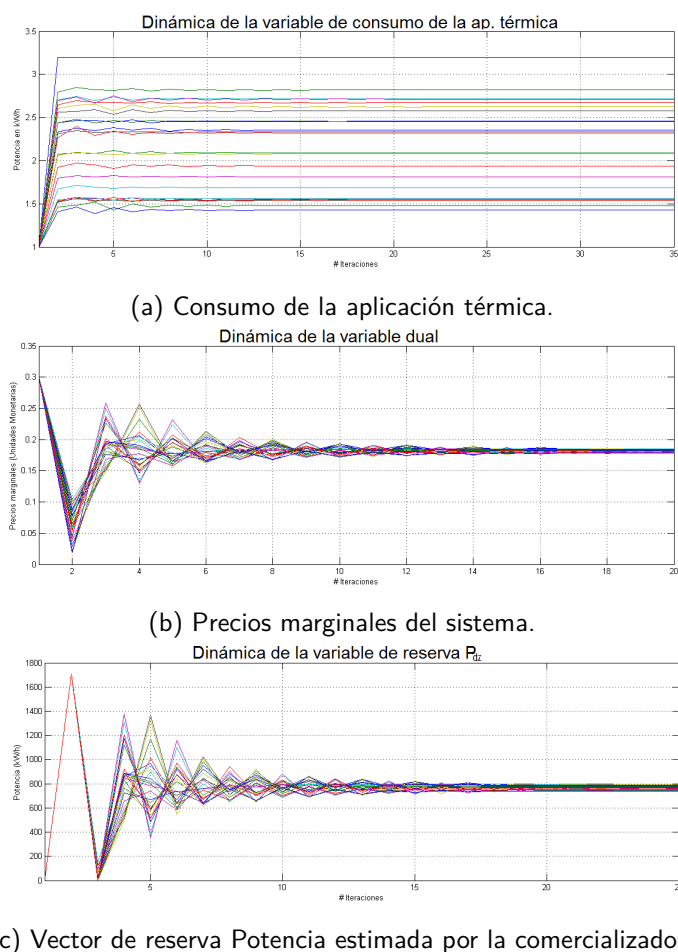


Figura 4.13: Dinámica de las señales de control y duales en el problema de optimización DRM.

funcionamiento óptimo del sistema, maximizando utilidades y minimizando los costos operativos. Es claro que mediante el intercambio de la información explicitada en *Algoritmo 5*, cada participante ajusta sus previsiones de forma individual pero alcanzando el punto de funcionamiento óptimo en forma conjunta.

2. *Comportamiento de un usuario en el programa DRM*: en la figura (4.14) observamos el desempeño de la aplicación térmica y la evolución de la temperatura $T_h^{in}(t)$ de la habitación estimada con un HEM para algunos usuarios residencial típicos. El sistema mantiene la temperatura controlada para los momentos en que el usuario se encuentra en su casa, dejándola prácticamente libre el resto del tiempo. En ocasiones, es preferible no apagar la aplicación térmica completamente o realizar un pre-calentado de la habitación para mantener la temperatura dentro de las preferencias de los usuarios.
3. *Comportamiento del ESS en el sistema*: el ESS adiciona flexibilidad al perfil de consumo del usuario permitiendo almacenar energía en los momentos

4.4. Simulaciones y análisis numérico

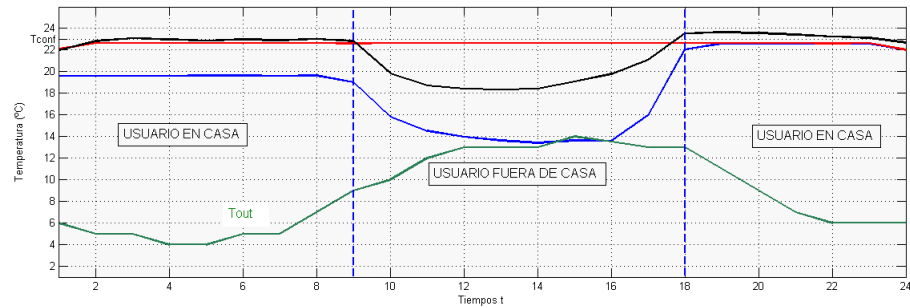


Figura 4.14: Perfil de temperaturas de algunos usuario residenciales característicos.

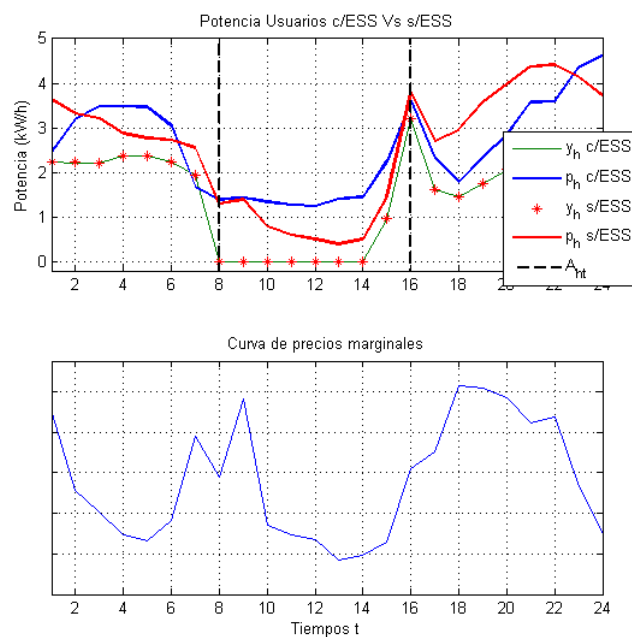


Figura 4.15: Perfil de temperaturas de algunos usuario residenciales característicos.

de precios bajos y utilizarla en los momentos de precios altos. En la figura (4.15) se muestra un aplanamiento de la curva de consumo de un usuario con ESS frente al perfil de consumo de un usuario sin capacidad de flexibilidad acorde a los precios horarios enviados por la comercializadora. La figura (4.16) muestra la evolución en la capacidad instantánea de carga/descarga planificada por el HEM para el ESS para cada instante de tiempo del día de operación. El ciclo de carga/descarga acompaña la dinámica de precios impuestos por la comercializadora. Las decisiones tomadas por el HEM en conjunto con la batería permiten diferir y aplanar la curva de potencia a consumir desde la red. Esta mejora en el desempeño no necesariamente significa consumir menos energía, sino trabajar con la flexibilidad adquirida por los usuarios mediante el ESS, permitiendo diferir cargas a lo largo del

Capítulo 4. Plan DRM descentralizado

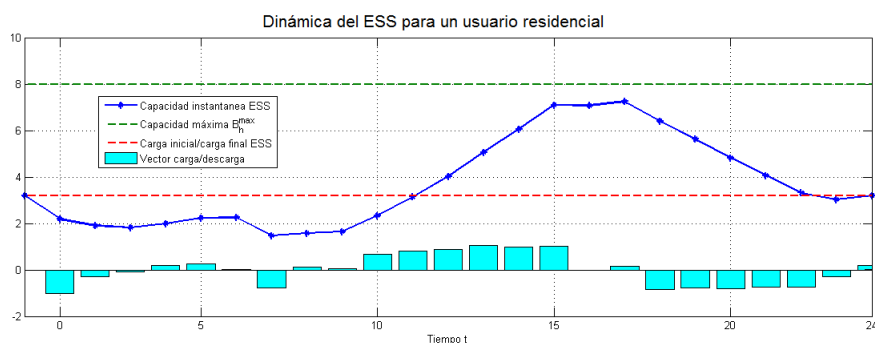


Figura 4.16: Planificación carga/descarga del ESS.

día gracias a la capacidad de planificación del HEM.

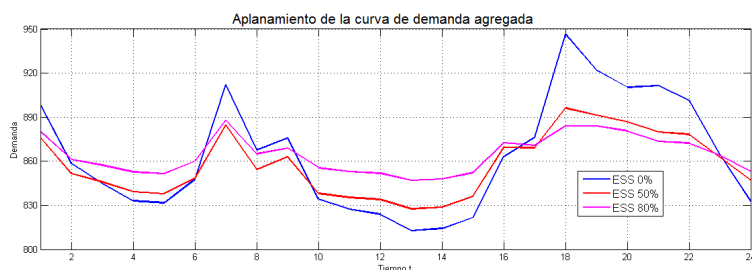


Figura 4.17: Efecto en el costo de operación la introducción de automatismo en los usuarios.

4. *Efectos logrados en el sistema por la comercializadora:* la penetración de sistemas tipo HEM en los usuarios residenciales junto con la incorporación de ESS pueden mejorar el factor de carga visto por la comercializadora, contribuyendo a llenar los valles de la demanda agregada y a suavizar los picos. Este efecto tiene como consecuencia un ahorro económico no solo para la comercializadora, sino también para todo el sistema, donde los usuarios visualizan una disminución en el precio de la energía. En la figura (4.18) se muestran distintos grados de penetración de sistemas de automatismo y ESS, es claro como se logra una disminución de los costos de operación de la comercializadora junto con un aumento en la utilidad percibida por los usuarios. Se aprecia a partir de las simulaciones que la flexibilidad adquirida en los usuarios finales se da principalmente por la presencia del ESS en conjunto con la planificación del HEMS.

4.4. Simulaciones y análisis numérico

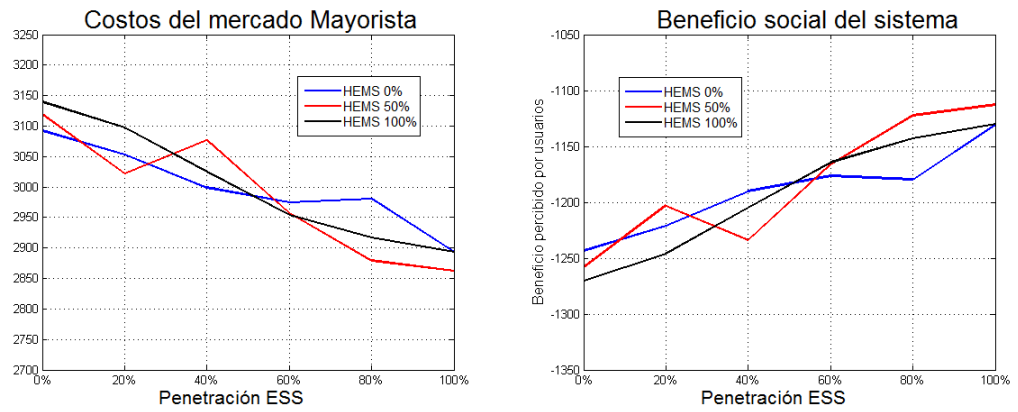


Figura 4.18: Costos y utilidades del sistema.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 5

DRM como OPF descentralizado

Resumen

El propósito de este capítulo concierne también a los beneficios de incorporar planes de respuesta a la demanda en usuarios residenciales y comerciales. Se amplía el modelo del capítulo anterior a uno más ajustado a la realidad mediante la incorporación de la red física del sistema y el operador de la misma. Se considera un modelo AC para una red eléctrica de distribución balanceada y de características radiales. Consideramos un operador de la red con conocimiento de la topología de la misma y sus restricciones físicas y un mercado minorista con competencia perfecta donde coexisten varias comercializadoras brindando servicios de energía a usuarios de características residenciales y comerciales. En el plan de control de la demanda desarrollado se modela como un problema de flujo de potencia óptimo en la red (OPF), con el objetivo de minimizar los costos de operación para todos los participantes (operadores, comercializadoras y consumidores) y maximizar el bienestar social del sistema. El OPF es realizado por el operador de la red de distribución haciendo uso de las previsiones de demanda estimada para el día de operación en cada nodo de la red. Esta información es facilitada por las comercializadoras a partir de las estimaciones de consumo recopilada de sus clientes y su ubicación geográfica.

Se utiliza un modelo sencillo para formular un problema de programación dinámica cuyo objetivo es maximizar el bienestar social del sistema completo. Dada la naturaleza convexa del problema se plantea un método de descomposición dual para desacoplar ciertas restricciones, resolviendo el sistema de manera descentralizada. Se pretende conformar un sistema de precios dinámicos de características geográficas de manera de incentivar la óptima utilización de los recursos, preservar la integridad de la información privada de cada participante tomando en cuenta las preferencias y restricciones de cada uno.

5.1. Introducción

En la cadena de valor del sector, la venta de electricidad en pequeños volúmenes de energía se lleva a cabo en el mercado minorista involucrando a las empresas comercializadoras, los usuarios finales del servicio y en última instancia al operador o supervisor de la red de distribución. Las transacciones por las prestaciones del servicio de aprovisionamiento están dirigidas a un amplia variedad de usuarios con perfiles y niveles de consumo muy diferentes: desde grandes plantas industriales, edificios comerciales con administración centralizada hasta pequeños usuarios de características residenciales o comerciales. En los mercados eléctricos modernos, independientemente del nivel de desregulación y la introducción de competencia a nivel minorista que posean, el aprovisionamiento a los usuarios finales se obtiene a través de la participación en el mercado mayorista de energía. Este mercado puede tener diferentes características:

- Libre entrada a los participantes junto con el estímulo continuo a la generación de competencia en un mercado estructurado, en este escenario las comercializadoras son tomadores de precio en el mercado.
- Mediante el pago de una tasa de generación pre-acordada. Como ejemplo podemos mencionar el establecimiento de contratos bilaterales con uno o un grupo de generadores.
- Alguna combinación de ambos.

En un mercado minorista en el cual se promueve la libre competencia, los usuarios finales pueden elegir la empresa proveedora y la tarifa más atractiva de entre un abanico de posibilidades, en lugar de ser un cliente cautivo a un solo proveedor. Estos proveedores o comercializadoras compiten en el mercado por la captación de clientes utilizando una variedad de planes y tarifas:

- Control del riesgo en la volatilidad de los precios.
- Para clientes con tarifas indexadas al mercado mayorista se pueden imponer topes máximos a los precios dinámicos de la energía en caso que el precio en este mercado se dispare.
- Brindando la posibilidad de elección de la fuentes de generación, ofreciendo generalmente fuentes de generación renovables [44, 104, 105].
- Nuevos proyectos de eficiencia energética, además de las nuevas modalidades emergentes de generación de utilidad¹, disponibles con las nuevas prestaciones en las *smart grids* [45, 106].

¹Ej. empresas que controlan de manera agregada la nueva flexibilidad de los usuarios o *prosumers* para diferir cargas y modificar el perfil de consumo, incentivando el consumo de manera beneficiosa, entre otras posibilidades.

5.1. Introducción

En la literatura especializada en el área se han propuesto una vasta variedad de algoritmos capaces de determinar los precios de la energía para diferentes estructuras de mercados [26] y/o la planificación de las cargas en los usuarios residenciales [9, 43, 97]. Sin embargo, muchos de ellos [29, 107] consideran el problema de acople demanda/generación sin considerar la red de distribución del sistema o las restricciones físicas intrínsecas a esta. En [27, 108] los autores asumen que la compañía comercializadora y el operador del sistema de distribución (DSO) son la misma entidad. El regulador tiene un conocimiento completo de la topología del sistema de distribución, encargándose de la operación y monitoreo de las restricciones de la red física y los parámetros de calidad en la entrega del servicio de energía al usuario. En estos modelos, si bien se ajustan a algunos mercados menos desarrollados, no permiten la dicotomía entre una comercializadora y un operador de red con características de contralor y sin fines de lucro necesarios para la infraestructura de *smart grid* (figura 5.1). Además, la comercializadora encargada de la operación de la red estaría en una posición beneficiosa en la competencia por la incorporación de clientes frente a la entrada de nuevos participantes al mercado.

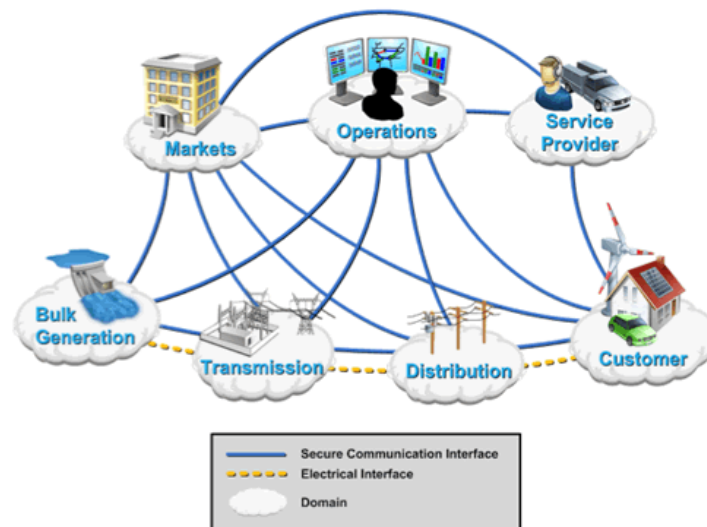


Figura 5.1: Esquema del flujo de información y el flujo energía en el sector eléctrico [109]

En este trabajo, consideramos que las empresas comercializadoras son sólo corredores financieros que compran energía en el mercado mayorista y la venden en el mercado minorista. El DSO es el responsable de la transmisión de energía a través de la red de distribución asegurando los niveles de calidad de la entrega del servicio para su área de control. Asumimos además que las compañías comercializadoras participan en un mercado con competencia perfecta o que se encuentran reguladas por un ente estatal. Bajo esta hipótesis, el nivel de recaudación de las empresas es acotado participando en el mercado de manera tal de cubrir sus costos de operación y sin maximizar sus ganancias de capital por la venta de energía, cooperando con los demás participantes en maximizar el bienestar social del todo el sistema. No se consideran estrategias de competencia entre las empresas comercializadoras

Capítulo 5. DRM como OPF descentralizado

para atraer nuevos clientes. Estas estrategias de competencia tendrían un efecto palpable en una escala de tiempo mayor al considerado en este modelo. Asumimos que el DSO coopera con las empresas comercializadoras y con los usuarios finales para maximizar el bienestar social del sistema. Para esto utiliza su conocimiento en la topología de la red, minimizando las pérdidas del sistema y maximizando la calidad en la entrega del servicio el día de operación.

5.1.1. Motivación

Este capítulo se centra en el desarrollo de un modelo de control de la demanda (DRM) dirigido hacia pequeños consumidores con características residenciales o comerciales. Estos participan en un mercado minorista de competencia perfecta para el cual se considera un modelo AC de la red de distribución. El DSO está a cargo de la operación de la red de distribución, asegurando que se respeten las restricciones físicas del sistema y los niveles de calidad adecuados de los servicios. Para asegurar esto, el DSO debe recibir de antemano las intenciones de consumo en cada punto de la red e incentivar de alguna forma a los consumidores a que modifiquen sus perfiles de consumo de forma beneficiosa para el sistema. Lograr aplanar los picos y llenar los valles trae resultados beneficiosos para todo el sistema como por ejemplo disminución de las pérdidas, evitar congestión en las líneas etc. Consideramos a los usuarios finales como tomadores de precio en el mercado minorista, maximizando su beneficio por el consumo de energía y minimizando el costo a pagar por el servicio. Estos usuarios maximizan de forma individual la utilización del servicio de energía² y mediante el intercambio de precios dinámicos y la publicación de su perfil de consumo a su comercializadora, participan de manera indirecta y de forma agregada en mejorar la eficiencia y el uso de los recursos del sistema.

El programa DRM esta íntegramente dirigido a usuarios finales con pequeñas cargas, modelamos el mercado mayorista de energía como un mercado de reservas o de capacidad a futuro y una red bajo el paradigma *smart grid*. Las empresas comercializadoras realizan sus previsiones de reservas de potencia para el día de operación acorde a las predicciones de demanda agregada de sus clientes y las limitaciones impuestas por el operador (en caso de congestión). Particularmente, retomamos el modelo de usuario del capítulo anterior, donde estos cuentan con aplicaciones cuya particularidad son la correlación intertemporal de las restricciones, pudiendo encontrar aplicaciones térmicas o reservorios de energía. Como forma de dotar de flexibilidad a los usuarios, se incorpora la capacidad de almacenamiento mediante un sistema de baterías y la automatización mediante un HEMS en la planificación y ejecución de tareas. El HEMS del usuario participante del DRM recibe la información de control o precios dinámicos de la energía provista por su compañía comercializadora para coordinar sus aplicaciones y su perfil de consumo.

Este modelo intenta complementar el trabajo expuesto en [29, 107, 108] asu-

²Se considera como función de costo en la optimización del servicio del usuario modelando una curva de utilidad [1] de hacer usufructo del servicio menos el costo afrontado por la energía.

miendo las restricciones físicas y la ubicación geográfica de los usuarios finales en la red de distribución. Se complementa el modelo con un mercado minorista competitivo donde participan varias compañías comercializadoras brindando servicios de aprovisionamiento de energía junto a un operador central con autoridad sobre la red de distribución. Específicamente, se propone un modelo DRM descentralizado modelado como un problema OPF utilizando un modelo de flujo por las líneas del sistema BFM³ [28]. El OPF es un problema de optimización no convexo debido a las restricciones no convexas del flujo de carga. Sin embargo, se utiliza una serie de relajaciones para resolver un nuevo problema de características convexas que bajo ciertas hipótesis resultan en una serie de relajación exactas donde el óptimo de ambos problemas coincide. En [110, 111] se describe las condiciones suficientes para las cuales esta relajación es exacta y podemos recuperar el óptimo del problema original mediante métodos de punto interior [71, 72, 112]. Se utiliza un método de descomposición dual para tratar la alta dimensionalidad del problema original, derivando en sub-problemas de menor complejidad [70, 73], manteniendo la integridad de la información privada de cada uno de los participantes del DRM e intercambiando únicamente señales de control. Se asume un sistema descentralizado para el intercambio de información de características bidireccional entre los usuarios finales y las compañías comercializadoras y entre el DSO y las compañías comercializadoras.

5.1.2. Flujo de carga óptimo - OPF

La evolución del sistema eléctrico y la complejidad de su operación junto con el proceso de electrificación de la sociedad y las nuevas tecnologías disponibles, han vuelto necesario la búsqueda de nuevos modelos y métodos que puedan resolver el problema del despacho económico óptimo de los generadores tomando en cuenta sus restricciones operativas [113].

En la década de 1960, Carpentier [114] planteó por primera vez el problema del despacho económico óptimo junto con las restricciones de voltaje en cada nodo, flujo de potencia en cada línea, ciertas restricciones de operación de los generadores, entre otros factores. El problema del OPF busca encontrar el punto óptimo de operación de la red eléctrica que minimice una función de costos de planificación económica, minimización de las pérdidas en el sistema, etc.. A su vez, se deben considerar las leyes físicas que rigen el sistema eléctrico como son las leyes de flujo, Kirchoff, etc. y las restricciones de capacidad física de las líneas, desviaciones de frecuencia, restricciones entrada/salida de generadores, etc. Esta herramienta se ha vuelto crucial para la planificación económica del despacho, considerando la estructura de sus redes de transmisión y distribución. Sin embargo, la naturaleza no lineal, no convexa y la alta dimensionalidad de las variables en juego, lo convierten en un problema de optimización no trivial y para el cual se han desarrollado una batería de técnicas para su tratamiento [113].

Dependiendo de la función objetivo o de costos considerada en el OPF, se han planteado diversas formulaciones y técnicas para tratar el problema y encontrar

³Branch Flow Model por sus siglas en inglés.

Capítulo 5. DRM como OPF descentralizado

una solución factible. Los métodos de resolución y búsqueda del óptimo abarcan desde programación lineal, programación no lineal, cuadrática, etc.. Sin embargo, debido al tamaño y la complejidad creciente del problema, es difícil encontrar una formulación o un método que brinde una solución para todas las formulaciones del OPF.

Formulación del problema OPF

La formulación standard del problema OPF puede ser representada de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \underset{\mathbf{u}, \mathbf{x}}{\text{mín}} \quad & f_0(\mathbf{u}, \mathbf{x}) \\ \text{s.t.} \quad & f_i(\mathbf{u}, \mathbf{x}) \leq 0 \quad 1 \leq i \leq m, \\ & h_i(\mathbf{u}, \mathbf{x}) = 0 \quad 1 \leq i \leq p \end{aligned} \quad (5.1)$$

Donde $f_0(\mathbf{u}, \mathbf{x})$ representa la función objetivo que se busca minimizar y los vectores \mathbf{u} y \mathbf{x} representan las variables de estado y de control del sistema en forma disjunta. Las funciones $f_i(\mathbf{u}, \mathbf{x})$ representan las m restricciones de desigualdad mientras que las funciones $h_i(\mathbf{u}, \mathbf{x})$ representan las p funciones de igualdad. Las variables de estado describen el estado o punto de operación del sistema eléctrico en todo momento y las variables de control son las variables controlables o los equipos utilizados para mantener el sistema en correcto funcionamiento. El conjunto de las variables de control y de estado puede ser elegido de manera arbitraria, dependiendo de las ecuaciones de flujo que se elijan y la situación particular que requiera resolver el OPF. Las restricciones de igualdad $f_i(\mathbf{u}, \mathbf{x})$ representan las ecuaciones de flujo de potencia y las restricciones de balance. En las desigualdades del OPF, generalmente se contemplan las restricciones de cota superior e inferior de las variables, donde se modelan la capacidad de las líneas, el mínimo voltaje permitido en el nodo, límites en la rampa de generación, etc. Dependiendo del modelo utilizado, la formulación del problema se puede clasificar en: un modelo de flujo de corriente alterna (AC) o un modelo de corriente continua (DC).

Modelo AC del OPF

Las ecuaciones del problema de flujo en una red eléctrica pueden ser planteadas de diversas formas, donde una formulación típica está dada por:

$$\begin{aligned} I_{nk} &= Y_{nk} \cdot V_{nk} \\ P_n &= \text{Re} \left(V_n \sum_{k=1}^N Y_{nk}^* \cdot V_{nk}^* \right) \\ Q_n &= \text{Im} \left(V_n \sum_{k=1}^N Y_{nk}^* \cdot V_{nk}^* \right) \end{aligned}$$

donde Y_{nk} es la entrada (n, k) de la matriz de admitancias que establece la relación entre voltajes y corrientes del sistema. V_{nk} es la diferencia de voltajes entre los buses (n) y (k) y V_{nk}^* su conjugado.

La forma polar de las ecuaciones AC del flujo de potencia son utilizadas con frecuencia cuando se desea plantear una formulación OPF. En este caso las variables son expresadas como la magnitud y el ángulo formado por los voltajes en cada nodo. De esta forma obtenemos:

$$\begin{aligned} V_n &= |V_n| \angle \delta_n; V_k = |V_k| \angle \delta_k, Y_{nk} = |Y_{nk}| \angle \gamma_{nk} \\ P_n &= \sum_{k=1}^N |V_n| |V_k| |Y_{nk}| \cos(\delta_n - \delta_k - \gamma_{nk}) \\ Q_n &= \sum_{k=1}^N |V_n| |V_k| |Y_{nk}| \sin(\delta_n - \delta_k - \gamma_{nk}) \end{aligned}$$

La región factible de las ecuaciones del modelo AC del flujo de potencia tienen la característica de ser no lineales y no convexas. Debido a esto es que es sumamente difícil encontrar una solución global al problema.

Modelo DC del OPF

Las expresiones del modelo DC del OPF representan una aproximación al modelo AC mediante la linealización de sus ecuaciones [115, 116]. Para obtener las expresiones del DC se deben asumir ciertas hipótesis:

- El modelo asume $|V_n| = 1$.
- Todas las magnitudes de los voltajes deben estar expresados en p.u.
- La diferencia angular entre los voltajes es pequeña. $\sin(\delta_n - \delta_k) = \delta_n - \delta_k$, $\cos(\delta_n - \delta_k) = 1$.
- Solo se consideran la parte lineal de las reactancias.

Asumiendo estas consideraciones obtenemos y definiendo B_{nk} como la parte imaginaria de Y_{nk} obtenemos:

$$\begin{aligned} P_n &= \sum_{k=1}^N |V_n| |V_k| (B_{nk}(\theta_n - \theta_k)) \\ Q_n &= \sum_{k=1}^N |V_n| |V_k| (-B_{nk}) \end{aligned}$$

Muchas formulaciones del OPF utilizan estas ecuaciones debido a las restricciones lineales del problema, las cuales pueden ser resueltas de manera sencilla por métodos muy eficientes. Sin embargo, el modelo DC desprecia las pérdidas en las líneas del sistema y la solución puede presentar grandes errores cuando es aplicado a sistemas eléctricos de gran dimensión [117].

Modelo de flujo de línea AC

En [118] se introduce un nuevo conjunto de ecuaciones que describen el flujo de potencia cuyas variables están definidas por los flujos que circulan por las líneas de la red eléctrica, denominado modelo de flujo de línea (BFM). Las variables en este modelo son la magnitud y el ángulo de la corriente por las líneas, la magnitud y el ángulo del voltaje en los nodos y la potencia activa y reactiva que circula por las líneas (figura 5.2).

Dada una red de distribución balanceada representada por el grafo $\mathcal{G} = (\mathcal{N}, \mathcal{E})$, donde $i := \{0, \dots, N\} \in \mathcal{N}$ representa una barra o transformador de la red, y $(i, j) \in \mathcal{E}$ representa una línea de la red eléctrica, las ecuaciones que describen las leyes físicas del sistema son [110]:

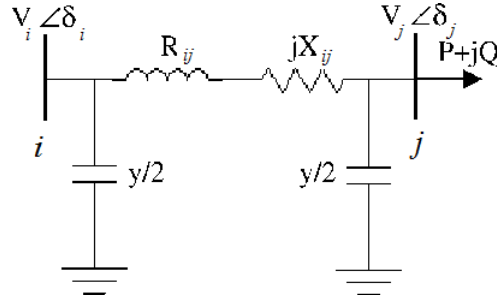


Figura 5.2: Modelo de flujo por las líneas BFM

$$V_i - V_j = z_{ij} I_{ij}; \quad \forall (i, j) \in \mathcal{E} \tag{5.2}$$

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^*; \quad \forall (i, j) \in \mathcal{E} \tag{5.3}$$

$$s_j = \sum_{k:j \rightarrow k} S_{jk} - \sum_{i:i \rightarrow j} (S_{ij} - z_{ij} |I_{ij}|^2) + y_j^* |V_j|^2; \quad \forall j \in \mathcal{N} \tag{5.4}$$

La ecuación (5.2) representa la ley de Ohm en las líneas, (5.3) representa el flujo de potencia en las líneas y (5.4) representa el balance de potencia en cada nodo o bus del sistema.

En [110, 111] se desarrolla formalmente la teoría BFM para el análisis y optimización de redes de distribución tipo radial (*tree*) y tipo malladas (*mesh*). Se desarrolla y formula un modelo de OPF donde se proponen una serie de relajaciones para convexificar el problema. Además, se demuestra que las restricciones relajadas son siempre exactas para redes tipo radiales cuando no existe una cota superior en las cargas de los nodo. Sin embargo, no sucede lo mismo para redes tipo malladas o con ciclos en donde las restricciones generalmente no son exactas. Para estos casos se muestra como utilizar *phase shifter* para convexificar el problema sobre estas redes y que la solución del problema relajado sea siempre optimal para la red convexificada. Específicamente, las dos relajaciones utilizadas en la teoría consisten en:

- *Relajación angular*: consiste en relajar las ecuaciones del OPF eliminando los ángulos de las corrientes y los voltajes del modelo BFM. Esta relajación angular del OPF (OPF-ar) aún es no convexa debido a una restricción de igualdad cuadrática.
- *Relajación cónica*: consiste en relajar la restricción cuadrática del OPF-ar cambiando la igualdad cuadrática por una desigualdad. Como resultado obtenemos un problema convexo que puede ser tratado como una relajación cónica de segundo orden (OPF-cr).

Sustituyendo (5.3) en (5.2) obtenemos $V_j = V_i - z_{ij}S_{ij}^*/V_i^*$. Utilizando la primera relajación propuesta, tomamos la magnitud al cuadrado de la expresión anterior obteniendo $v_j = v_i + |z_{ij}l_{ij} - (z_{ij}S_{ij}^* + z_{ij}^*S_{ij})|$, donde v_i y l_{ij} son el módulo cuadrado del voltaje y la corriente por la línea. Utilizando (5.3) y (5.4) obtenemos las expresiones:

$$\begin{aligned}
 p_j &= \sum_{k:j \rightarrow k} P_{jk} - \sum_{i:i \rightarrow j} (P_{ij} - r_{ij}l_{ij}), \forall j \in \mathcal{N} \setminus \{0\} \\
 v_j &= v_i - 2(r_{ij}P_{ij} + x_{ij}Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2)l_{ij}, \forall (i, j) \in \mathcal{E} \\
 l_{ij} &= \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{v_i}, \forall (i, j) \in \mathcal{E}, \forall i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}
 \end{aligned} \tag{5.5}$$

La restricción de igualdad (5.5) es una restricción no convexa para lo cual es necesario aplicar la segunda relajación propuesta en el modelo y obtener así un problema convexo. Relajando la restricción de igualdad por una desigualdad y considerando que el resto de las restricciones son lineales, el espacio factible de soluciones es convexo.

En [110] se demuestra que las restricciones (5.5) de la relajación OPF-cr son exactas incluso para redes malladas, siempre que no existan una cota superior sobre las cargas activa y reactiva de cada nodo. De esta forma se demuestra que toda solución óptima de OPF-cr es también solución de OPF-ar. Poder encontrar una solución al OPF original dependerá de si es posible recuperar los ángulos de los voltajes y las corrientes de cada nodo y línea respectivamente de la solución encontrada para el OPF-ar (figura 5.3a). Para esto, en [111] se dan las condiciones para la recuperación de los ángulos para los distintos tipos de redes. Para redes radiales, la condición se da en forma trivial, resultando en que toda solución de OPF-cr es solución del OPF original. Para redes malladas, la condición para recuperar los ángulos de las magnitudes corresponde a que la suma de los ángulos en todos los ciclos de la red sumen un múltiplo de 2π (figura 5.3b).

Relajación cónica de segundo orden del modelo BFM

Los problemas de relajación cónicas de segundo orden (SOC) son un tipo de programación convexa que minimizan una función de costos lineal en una región factible compuesta por restricciones lineales y no-lineales con características de

Capítulo 5. DRM como OPF descentralizado

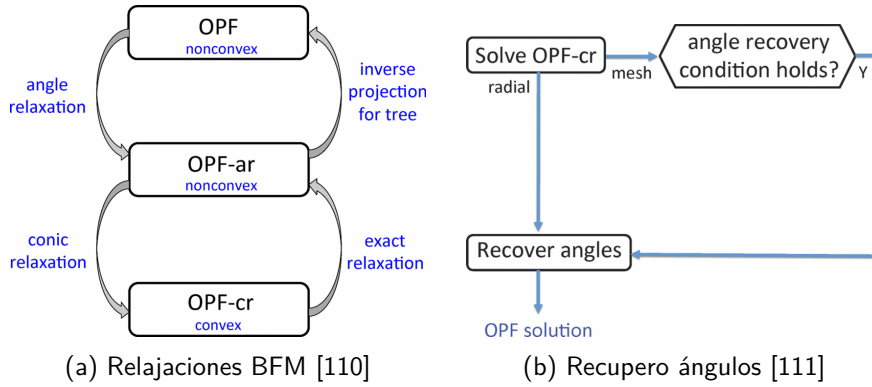


Figura 5.3: Relaciones para resolución BFM mediante programación SOC

conos convexos. La formulación standard de un problema de programación SOC se puede describir de la siguiente forma [112]:

$$\begin{aligned}
 & \underset{\mathbf{x}}{\text{mín}} && c^T \mathbf{x} && (5.6) \\
 & \text{s.t.} && A\mathbf{x} = \mathbf{b} \\
 & && x_{min} \leq \mathbf{x} \leq x_{max} \\
 & && \mathbf{x} \in \mathcal{C}
 \end{aligned}$$

Donde \mathcal{C} es un cono convexo el cual puede formularse de las siguientes formas:
 Cono Cuadrático:

$$\mathcal{C}_p = \left\{ \mathbf{x} \in R^{n_p}, x_1 \geq \sqrt{\sum_{i=2}^{n_p} x_i^2} \right\}$$

Cono cuadrático rotado o de *Lorentz*:

$$\mathcal{C}_p = \left\{ \mathbf{x} \in R^{n_p}, 2x_1x_2 \geq \sqrt{\sum_{i=3}^{n_p} x_i^2}, x_1, x_2 \geq 0 \right\}$$

El problema (5.6) puede ser resuelto de manera eficiente mediante la utilización de métodos de punto interior (IPMs) [119, 120].

5.2. Modelo del DRM

En esta sección se describe el modelo utilizado para describir el funcionamiento del sistema y como interactúan los diferentes agentes entre sí en el DRM. Se describen las preferencias de un usuario típico del programa DRM y de sus aplicaciones eléctricas, como decide la empresa comercializadora que capacidad de potencia reservar para el día de operación y como genera las señales de control para incentivar a sus clientes a que consuman en forma beneficiosa. Particularmente se hace hincapié en la descripción del problema OPF que debe resolver el DSO y

las restricciones de acople del problema que se utilizan para descentralizar el modelo. Desacoplar el problema de optimización del bienestar social del sistema en un conjunto de subproblemas permite que cada participante optimice su beneficio de manera individual manteniendo la integridad de su información privada, pero alcanzando el óptimo del sistema en forma conjunta.

Se utiliza un modelo de tiempo discreto con un horizonte de tiempo finito que describe el día de operación. Cada día se divide en T períodos de tiempo de igual duración, indexados por $t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\}$. Consideramos compañías comercializadoras participando únicamente en el mercado de reserva de capacidad para el próximo día de operación; no se cubren en este modelo los mercados de balance o con horizontes de tiempos de una hora o menores ni mercados auxiliares.

5.2.1. Descripción del sistema

Se considera un conjunto de usuarios finales de características residenciales, edificios comerciales o pequeñas industrias abastecidos por una comercializadora de servicios de energía y conectados a una red de distribución operada por un DSO. Asumimos que la red de distribución presenta una topología tipo radial y balanceada, descrita por el grafo $\mathcal{G} = (\mathcal{N}, \mathcal{E})$, donde cada nodo $i := \{0, \dots, N\} \in \mathcal{N}$ representa un bus o barra y cada arista $(i, j) \in \mathcal{E}$ representa una línea de la red. En cada barra se encuentra conectada un grupo de usuarios a través de un transformador trifásico, llevando el servicio de energía en las condiciones estipuladas en la normativa de distribución. Consideramos un total de H usuarios $\mathcal{H} := \{h_1, h_2, \dots, h_H\}$ en el sistema, cada uno conectado a una barra i en \mathcal{G} . Consideramos $\mathcal{H}_{iz} := \{h_{iz_1}, h_{iz_2}, \dots, h_{iz_n}\}$ como el conjunto de usuarios en el bus i abastecido por la comercializadora $z \in \mathcal{Z} := \{z_1, z_2, \dots, z_Z\}$. En este sentido, asumimos que \mathcal{H}_i :

$$\mathcal{H}_i = \bigcup_{z \in \{LSE_1, \dots, LSE_n\}} \mathcal{H}_{iz}$$

es el total de usuarios finales en el bus i abastecidos por las diferentes compañías comercializadoras. En cada usuario $h \in \mathcal{H}$, asumimos que existe un HEMS conectado con una única compañía comercializadora, intercambiando información de manera bidireccional a través de la red de comunicaciones. Utilizando un sistema de contador inteligente o *smart-meter* el comercializador es el encargado de todos los servicios de lectura de la potencia consumida por los usuarios y de la tarificación correspondiente.

Bajo estas hipótesis podemos trabajar bajo el paradigma de *smart grid*, con una red de participantes con flujo de información en tiempo real y en ambos sentidos, tanto entre las comercializadoras y los usuarios finales como también entre las comercializadoras y el DSO. La figura (5.4) muestra la arquitectura del flujo de información entre participantes.

Para cada usuario del mercado minorista, definimos $\mathbf{s}_h = \mathbf{p}_h + j\mathbf{q}_h$ donde $\mathbf{s}_h, \mathbf{p}_h, \mathbf{q}_h := (s_h(t), p_h(t), q_h(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ como la potencia estimada por el usuario h para todo instante de tiempo del día de operación. El HEMS de cada usuario cuenta con la capacidad de publicar a su comercializadora el perfil

Capítulo 5. DRM como OPF descentralizado

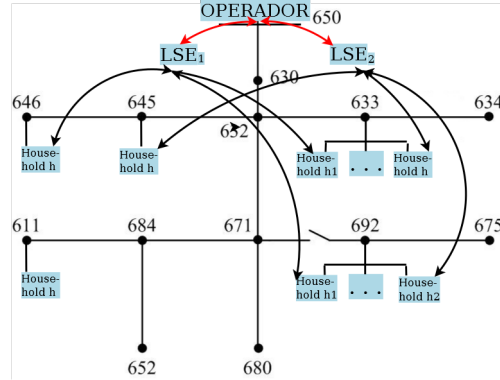


Figura 5.4: Información intercambiada entre el DSO, las comercializadoras (LSE) sus respectivos clientes residenciales.

de potencia previsto para cada instante t del día de operación. La estimación se corresponde con las especificaciones pre establecidas por el usuario para sus *smart appliances*, restricciones de capacidad y consumo, y los precios dinámicos de la energía enviados por su comercializador [107].

Del otro lado, cada comercializadora envía al DSO la demanda agregada estimada por sus clientes especificada para cada bus i de la red. El DSO es el encargado de resolver el problema OPF y recomendar o generar señales de control (precios marginales para cada barra) que motiven e incentiven a los usuarios a consumir de manera beneficiosa para el sistema. El DSO envía estas señales de control a cada uno de las comercializadoras, para que estas utilicen estas señales en la conformación de los precios dinámicos que envían a sus clientes. El intercambio de información entre los participantes logra maximizar el bienestar social sistema completo.

5.2.2. Modelo del usuario final

Consideramos usuarios con características residenciales, edificios de gestión centralizada y pequeño comercios a ser incluidos en el DRM de una comercializadora, con la hipótesis adicional de que puede participar en un único plan de algún comercializador. Sin pérdida de generalidad en el modelo, consideramos que cada usuario tiene una única aplicación térmica cuya característica general son las restricciones inter-temporales de consumo. Cada usuario cuenta con una función de utilidad con correlación temporal que mide la satisfacción percibida por el cliente al consumir energía además de un sistema de baterías (ESS) que le otorga flexibilidad. Durante el día de operación el HEMS del usuario h estima el consumo de energía a lo largo del día para la aplicación térmica descrita por el vector $\mathbf{y}_h := (y_h(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$. La satisfacción percibida por el usuario es capturada por la función de utilidad $U_h(T_h^{in}(\mathbf{y}_h; t))$.

Modelo de la aplicación eléctrica: Modelamos aplicaciones térmicas como calentadores de ambiente, sistemas de ventilación, aire acondicionados, reservorios térmicos de energía, etc., los cuales se encargan de controlar la temperatura dentro

5.2. Modelo del DRM

de una habitación o ambiente. Definimos T_h^{in} y T^{out} como los vectores de temperaturas dentro de la habitación y del ambiente respectivamente. A su vez, definimos \mathcal{A}_{ht} como el conjunto de tiempos para los cuales el usuario (a través del HEMS) necesita mantener bajo control la temperatura interior de la habitación. La temperatura interna de la habitación se describe por medio de la siguiente ecuación dinámica:

$$T_h^{in}(t) = T_h^{in}(t-1) + \alpha(T^{out}(t) - T_h^{in}(t-1)) + \beta y_h(t)$$

donde α y β representan las características térmicas de la aplicación eléctrica y del ambiente [107].

Modelo del sistema de baterías (ESS): Además de la aplicación térmica inteligente, el cliente h tiene también un sistema de baterías que le brinda flexibilidad adicional en su consumo a través del tiempo. La capacidad adicional de almacenaje permite diferir hacia los momentos más beneficios el consumo directo desde la red, utilizando sus reservas en los momentos de mayor demanda en el sistema. Definimos $\mathbf{b}_h := (b_h(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ como el vector de capacidad almacenada en el sistema de baterías para cada momento t del día siguiente, y como $\mathbf{r}_h := (r_h(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ el vector de potencia de carga/descarga momentánea desde o hacia la batería en el instante de tiempo t . Modelamos su dinámica de funcionamiento como:

$$\begin{aligned} b_h(t) &= \sum_{\tau=0}^t r_h(\tau) + b_h(0) \\ \text{s.t } \mathbf{r}_h &\in \mathcal{R}_h \end{aligned} \tag{5.7}$$

Donde \mathcal{R}_h es el conjunto factible de \mathbf{r}_h tal que $\forall t$ se cumple:

$$\begin{aligned} 0 &\leq b_h(t) \leq B_h^{max} \\ r_h^{min} &\leq r_h(t) \leq r_h^{max} \\ b_h(T) &\geq \gamma B_h^{max}, \gamma \in (0, 1] \end{aligned}$$

Siendo B_h^{max} la capacidad total de la batería del usuario h y r_h^{max} y r_h^{min} son los límites superior e inferior de la rampa de potencia de carga/descarga de la batería. De manera de asegurarse que quedará al menos una cierta capacidad de potencia en la batería al comienzo del día siguiente, se impone un mínimo de carga para el instante de tiempo T , la cual se refleja en la última restricción.

El costo de operación de la batería puede ser capturado por la función $D_h(\mathbf{r}_h)$, tomando como variable el vector de carga/descarga de potencia \mathbf{r}_h a lo largo del día de operación. $D_h(\cdot)$ modela los costos de mantenimiento, la eficiencia y el desgaste propio de la utilización del equipamiento. La vida útil de un sistema de baterías de carácter residencial está fuertemente relacionado con la cantidad de ciclos de carga/descarga, pudiéndose ver disminuido en forma considerable la eficiencia de almacenaje luego que se cumplen los ciclos de vida útil establecidas por el fabricante (figura 5.5). Además, asumimos que la función de costos $D_h(\mathbf{r}_h)$ es una función convexa sobre el vector de cargas \mathbf{r}_h .

Details of Comparison: Lead Acid - Li-Ion

	<u>Lead Acid</u>	<u>Li-Ion (Cobalt)</u>
• Operation		
• Voltage profile (during discharge)	Sloping	Flat
• Failure mode	will not accept charge	predictive based on cycles and efficiency
• (assumes traditional control circuits)		
• Cycles		
– At 10% discharge	1750	4000+
– At 50% discharge	500	1000
– At 95% discharge	250	500
• State of charge measured by	Voltage level	Coulombs transferred
	Rough	Exact
• Costs		
• Cell cost	\$80-\$100 / kWhr	\$300-\$400 / kWhr
• Assembled Sys Cost (with circuitry)	\$125 / kWhr	\$500 / kWhr
• Maintenance costs and frequency	SLA = 2%	None
•	VRLA=10%	
• Operating costs		
– Air conditioning	8% of capacity	None required
– Service Interval	6 mos	12 mos
• Replacement timeframe	2 years	5-7 years
– Assumes life is not limited by number of discharge cycles, instead by time		

Figura 5.5: Comparación entre la eficiencia de diferentes tecnologías de baterías de carácter residencial [100].

Beneficio percibido o función de utilidad: El nivel de satisfacción del usuario h es capturado por la suma de desviaciones de una temperatura de confort establecida de antemano por este, considerando el conjunto de tiempo en que este se encuentra en la habitación. Definimos la función de utilidad $U_h(T_h^{in}(\mathbf{y}_h; t)) = \sum_t -b_h \|T_h^{comf}(t) - T_h^{in}(y_h; t)\|^2 \forall t \in \mathcal{A}_{ht}$, siendo \mathcal{A}_{ht} el conjunto de tiempos en que el usuario necesita tener controlada la temperatura. A nivel general, podemos considerar que la relación de potencia real y potencia reactiva del cada usuario viene dada por el factor de potencia $\eta_h(t)$:

$$\eta_h(t) = \frac{p_h(t)}{|s_h(t)|}$$

Es inviable pensar que el cliente tendrá la disponibilidad de planificar todos los días el encendido apagado de sus *smart appliance*, controlar el estado de la batería y elegir cuanto y cuando consumir desde la red. Este trabajo de control y planificación es realizado por un HEMS, interactuando a través de señales dinámicas por su proveedor. La comercializadora envía a cada participante una señal de precios dinámica $\mathbf{w}_h := (w_h(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ para el día de operación. Cada usuario debe estimar el perfil de potencia a consumir desde la red, la planificación de la carga/descarga de su batería y el consumo de su aplicación térmica de manera de

maximizar el beneficio por el uso del servicio.

$$\max_{\mathbf{r}_h, \mathbf{y}_h, \mathbf{P}_h} U_h(T_h^{in}(\mathbf{y}_h; t)) - D_h(\mathbf{r}_h) - \mathbf{w}_h^t \cdot \mathbf{P}_h \quad (5.8)$$

s.t

$$\mathbf{P}_h = \mathbf{y}_h + \mathbf{r}_h + \hat{\mathbf{x}}_h \quad (5.9)$$

$$T_h^{comf}(t) - T_h^{in}(\mathbf{y}_h, t) \leq \delta_h \quad \forall t \in \mathcal{A}_{ht} \quad (5.10)$$

$$\mathbf{r}_h \in \mathcal{R}_h \quad (5.11)$$

$$\mathbf{y}_h \geq 0 \quad (5.12)$$

$$0 \leq \mathbf{P}_h \leq Q_h^{max} \quad (5.13)$$

El vector $\mathbf{p}_h := (p_h(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ es el perfil de potencia estimado y comprometido a consumir por el usuario h para el siguiente día de operación. Asumimos que el usuario no puede inyectar energía al sistema y que la potencia máxima contratada por el usuarios es Q_h^{max} , estas restricciones son capturadas en (5.13), además de la restricción (5.9) correspondiente al balance de potencias en el usuario. Definimos $\hat{\mathbf{x}}_{h_{med}} := (\hat{x}_{h_{med}}(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ el vector de potencia media requerida por las demás aplicaciones no controlables o diferibles en el tiempo del usuario⁴ h . La restricción (5.10) corresponde a los parámetros asociados al confort de la aplicación térmica siendo δ_h la tolerancia de desviación máxima permitida de la temperatura de confort y (5.11) describe el funcionamiento físico permitido por la batería.

El problema (5.8) alcanza su máximo en el punto de operación óptimo para el usuario. Esta función de utilidad recoge el nivel de satisfacción percibido y el costo en unidades monetarias afrontado por el usuario al hacer uso del servicio de energía, respetando las restricciones de confort especificadas por el propio usuario.

5.2.3. Modelo del proveedor o comercializadora

El proveedor de servicios o comercializadora de energía debe decidir la capacidad de energía a reservar para cada instante de tiempo t del día siguiente para poder abastecer su demanda. Sea $\mathbf{P}_{dz} := (P_{dz}(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ el vector de potencia variable y no negativo que representa la cantidad de energía planificada o que debe reservar la comercializadora para cada instante de tiempo del día siguiente. Reservar una cantidad \mathbf{P}_{dz} trae asociado un costo para el proveedor de $C_{dz}(\mathbf{P}_{dz}; t)$. La formación del precio impuesto en el mercado minorista por el proveedor a sus clientes es una consecuencia directa de $C_{dz}(\cdot, \cdot)$, la cual engloba los costos operativos de proveer el servicio a sus clientes, incluyendo los costos incurridos en sus contratos con un generador o un grupo de estos. El modelado de esta función de costos es un temática abierta a nivel académico la cual no es abarcada en el cometido de esta maestría. Asumimos únicamente que $C_{dz}(\cdot, \cdot)$ es una función de costos creciente para cada t en \mathbf{P}_{dz} y que la comercializadora

⁴Si bien no son controlables, el HEMS puede aprender de manera dinámica el comportamiento del usuario y estimar un perfil de potencia. Este parámetro se tomara como dato de entrada a partir de modelos y estimaciones de consumo de edificios estándares

Capítulo 5. DRM como OPF descentralizado

conoce y puede estimar esta curva de costos a través de los contratos establecidos con sus proveedores de potencia firme. La comercializadora debe tomar la decisión óptima de reserva de energía para el día siguiente y formular los precios $\mathbf{w}_h := (w_h(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ a cada uno de sus clientes del mercado minorista. Este problema de carácter económico se puede formular de la siguiente manera:

$$\max_{\mathbf{P}_{dz}, \mathbf{w}_z} \quad \mathbf{w}_h \cdot \mathbf{P}_{dz} - C_{dz}(\mathbf{P}_{dz}; t) \quad (5.14)$$

$$\text{s.t.} \quad \mathbf{P}_{dz} \geq \sum_{i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}} \sum_{h \in \mathcal{H}_{iz}} \mathbf{p}_h \quad (5.15)$$

$$\mathbf{P}_{dz} \geq 0,$$

La solución de este problema por parte de la comercializadora establece la reserva de potencia óptima a realizar y el vector de precios \mathbf{w}_h para cada hora del día siguiente propuesto para sus clientes en el mercado minorista. La restricción (5.15) asegura que las comercializadoras al menos reserven con sus proveedores la capacidad suficiente para abastecer a sus clientes.

5.2.4. Modelo del Operador del sistema

Consideramos una red de distribución radial y balanceada en sus fases, representada a través del grafo orientado $\mathcal{G} = (\mathcal{N}, \mathcal{E})$, para el cual cada nodo $i := \{0, \dots, N\} \in \mathcal{N}$ representa una barra o transformador de la red, y cada enlace $(i, j) \in \mathcal{E}$ representa una línea o ramal del sistema que interconecta dos transformadores. El nodo 0 o *root* es la subestación donde la red de distribución se interconecta con la red de transmisión, representando el límite de la autoridad del DSO. Este bus se considera el *slack bus*, siendo la referencia de voltaje de la red de distribución y adoptando la dirección del flujo de los enlaces en \mathcal{G} como positivo cuando $i \rightarrow j$ apunta desde el root hacia los extremos. Para cada enlace $(i, j) \in \mathcal{E}$, denominamos $z_{ij} = r_{ij} + jx_{ij}$ como la impedancia de la línea, I_{ij} y l_{ij} la corriente compleja que circula por la línea y el cuadrado de su módulo respectivamente y $S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$ el vector del flujo de potencia complejo desde el bus i hacia j . Para cada bus o barra de la red $i \in \mathcal{N}$, definimos V_i y v_i como el voltaje complejo y el cuadrado de su módulo, y $s_i = p_i + jq_i$ la potencia en cada nodo (se toma como positivo cuando esta es inyectada en la red). Consideramos que cada barra $i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}$ alimenta un conjunto de usuarios $h \in \mathcal{H}_i$. Todas estas magnitudes refieren a un instante de tiempo t , lo cual se omiten por claridad en la nomenclatura.

Dada la red de distribución radial \mathcal{G} , asumimos que $V_0 = V_{root}$, y las impedancias $z_{ij(i,j) \in \mathcal{E}}$, las otras variables, incluyendo los flujos de potencia, corrientes y las potencias inyectadas/extraídas en cada nodo de la red satisfacen las siguientes leyes físicas:

Tabla 5.1: Notación

V_i, v_i	Voltaje complejo en la barra i con $v_i = V_i ^2$
$s_i^g = p_i^g + iq_i^g$	Potencia generada distribuida en la barra o nodo i
$s_i^c = p_i^c + iq_i^c$	Potencia agregada consumida en la barra o nodo i
$s_i = p_i + iq_i$	Potencia compleja cons. de la red en la barra o nodo i
$p_i = p_i^g - p_i^c$	balance de potencia activa en i (cons. menos gen.)
$q_i = q_i^g - q_i^c$	balance de potencia reactiva en i (cons. menos gen.)
I_{ij}, l_{ij}	Corriente compleja desde i hacia j con $l_{ij} = I_{ij} ^2$
$S_{ij} = P_{ij} + iQ_{ij}$	Flujo de potencia en la línea (i, j)
z_{ij}	Impedancia en la línea (i, j)
$\mathbf{x} = (s_0, s, l, v, P, Q)$	Vector \mathbf{x} de variables de flujo del problema OPF
\mathbf{P}_{dz}	Vector de reservas estimada por la comercializadora z a reservar para el día siguiente
$\mathbf{P}_h, \mathbf{q}_h$	Vectores de potencia estimados por el usuario h , ubicado en i , y abastecido por el Comercializador z .
\mathcal{H}	Conjunto de usuarios h en la red de distribución \mathcal{G}
\mathcal{H}_i	Conjunto de usuarios h en la barra i
\mathcal{H}_{iz}	Conjunto de usuarios h en el nodo i abastecidos por z

$$p_j = \sum_{k:j \rightarrow k} P_{jk} - \sum_{i:i \rightarrow j} (P_{ij} - r_{ij}l_{ij}), \forall j \in \mathcal{N} \setminus \{0\} \quad (5.16)$$

$$q_j = \sum_{k:j \rightarrow k} Q_{jk} - \sum_{i:i \rightarrow j} (Q_{ij} - x_{ij}l_{ij}), \forall j \in \mathcal{N} \setminus \{0\} \quad (5.17)$$

$$v_j = v_i - 2(r_{ij}P_{ij} + x_{ij}Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2)l_{ij}, \forall (i, j) \in \mathcal{E} \quad (5.18)$$

$$l_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{v_i}, \forall (i, j) \in \mathcal{E}, \forall i \in \mathcal{N} \setminus \{0\} \quad (5.19)$$

Las ecuaciones (5.16)-(5.19) representan las restricciones del problema de flujo óptimo relajado OPF-ar, considerando unicamente el cuadrado del módulo de las magnitudes de voltaje y corriente y no el defasaje entre ellas. En este modelo BFM y con las relajaciones angulares propuestas se puede asegurar que el óptimo del problema OPF-ar coincide con el OPF original para un sistema de distribución tipo radial y su solución es única [28]. Las restricciones (5.16)-(5.19) definen un sistema de ecuaciones en la variable $x(t) = (s_0(t), s(t), l(t), v(t), P(t), Q(t))$, donde $l(t) := (l_{ij}(t), (i, j) \in \mathcal{E})$, $P(t) := (P_{ij}(t), (i, j) \in \mathcal{E})$, $Q(t) := (Q_{ij}(t), (i, j) \in \mathcal{E})$, $v(t) := (v_i(t), \forall i \in \mathcal{N} \setminus \{0\})$, $s(t) := (s_i(t), \forall i \in \mathcal{N} \setminus \{0\})$.

Sin embargo, las restricciones de OPF-ar siguen siendo no convexas debida a la restricción de igualdad (5.19), con lo cual es necesario relajar esta igualdad con una desigualdad para convexificar las restricciones y obtener un nuevo problema OPF-cr. En [112, 119] se dan ejemplos para la optimización sobre restricciones llamadas conos de *Lorentz* las cuales utilizamos para convexificar esta restricción.

Capítulo 5. DRM como OPF descentralizado

En el problema OPF generalmente busca minimizar una función de costos los cuales pueden ser por ejemplo operativos, eficiencia en la utilización de los recursos del sistema, minimización de pérdidas, etc. En el OPF que debe resolver el DSO se debe asegurar la entrega de un servicio de calidad donde se penalice niveles de voltaje en los nodos inferiores a los estipulados en la normativa. Para modelar este efecto y penalizar de forma monetaria al DSO por el incumplimiento, se formula la función de costos $C_{DSO}(x(t); t) := \alpha_i \sum_{i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}} [v_i(t) - v_{ref}]^+$. Esta función penaliza en forma monetaria al DSO por los nodos cuyo voltaje se encuentra por debajo de un umbral de referencia. Para finalizar, re-escribimos (5.19) con una desigualdad y utilizamos la propiedad $ww^T \leq xy$ es lo mismo que $\left\| \frac{2w}{x-y} \right\|_2 \leq u+v$, con $u, v > 0$, siendo $w = \begin{pmatrix} P_{ij} \\ Q_{ij} \end{pmatrix}$, $u = l_{ij}$, $v = v_i$.

El DSO deberá resolver un OPF-cr con las relajaciones propuestas para cada instante de tiempo del día de operación, minimizando también las pérdidas sobre la líneas y los costos monetarios por fallas en el servicio.

$$\begin{aligned} \min_{x(t)} \quad & C_{DSO}(x(t)) + \beta_i \sum_{(i,j) \in \mathcal{E}} r_{ij} l_{ij}(t) = \sum_{i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}} \alpha_i [v_i(t) - v_{ref}]^+ \\ & + \beta_i \sum_{(i,j) \in \mathcal{E}} r_{ij} l_{ij}(t) \end{aligned} \quad (5.20)$$

$$\begin{aligned} \text{s.t} \quad & (5.16) - (5.18), \\ & \left\| \begin{array}{c} 2P_{ij}(t) \\ 2Q_{ij}(t) \\ l_{ij}(t) - v_i(t) \end{array} \right\|_2 \leq l_{ij}(t) + v_i(t) \end{aligned} \quad (5.21)$$

El OPF-cr es una relajación convexa del problema original que puede ser resuelto eficazmente mediante algún método general de punto interior [71, 72], o el propuesto en [120]. El OPF-cr, mediante la serie de relajaciones propuestas, provee una cota inferior al problema OPF original y si las restricciones de desigualdad (5.21) están activas, podemos afirmar que la solución hallada es también un punto factible del OPF original y por ende una mínimo global del problema. En [110, 111] se describen las condiciones suficiente para una red de distribución radial o mallas, en donde las restricciones (5.21) son exactas, pudiéndose utilizar las hipótesis de dualidad fuerte para los problemas OPF-cr y OPF.

5.2.5. Modelo del sistema con DRM

El cometido es diseñar un DRM y un modelo de funcionamiento del mercado minorista que sea capaz de encontrar \mathbf{P}_{dz} para cada comercializadora, los vectores $(\mathbf{p}_h, \mathbf{q}_h, \mathbf{y}_h, \mathbf{r}_h \forall h \in \mathcal{H})$ de cada uno de los usuarios y el vector $\mathbf{x}(t)$ del OPF para cada instante de tiempo t del día de operación. El objetivo es maximizar el bienestar social del sistema tomando en cuenta las restricciones de cada participante y las concernientes a la red de distribución. La maximización del bienestar

social se puede expresar como la minimización del costo operativo de planificación de reservas de energía de las comercializadora y los costos de operación del DSO. Además, se debe maximizar el beneficio individual percibido por cada uno de los usuarios. El modelo matemático quedaría expresado como:

$$\begin{aligned} \min_{(\mathbf{P}_{dz}, \mathbf{p}, \mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{q}, \mathbf{x})} W_{total}(\mathbf{P}_{dz}, \mathbf{p}, \mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{q}, \mathbf{x}) &= \sum_{t=1}^T C_{DSO}(\mathbf{x}(t)) + \sum_z C_{dz}(\mathbf{P}_{dz}; t) \\ &\quad - \sum_{h \in \mathcal{H}} [U_h(T_h^{in}(\mathbf{y}_h; t); t) - D_h(\mathbf{r}_h)] \end{aligned} \quad (5.22)$$

s.t (5,9) – (5,13)

$$(5,16) - (5,18), (5,21), \forall t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\}$$

$$\sum_{i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}} \sum_{h \in \mathcal{H}_{iz}} p_h(t) \leq P_{dz}(t), \forall t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\}, \forall z \in \mathcal{C} \quad (5.23)$$

$$p_i(t) = p_i^g(t) - \sum_{z \in LSE_z} \sum_{h \in \mathcal{H}_{iz}} p_h(t), \forall i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (5.24)$$

$$q_i(t) = q_i^g(t) - \sum_{z \in LSE_z} \sum_{h \in \mathcal{H}_{iz}} q_h(t), \forall i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (5.25)$$

$$\sum_{h \in \mathcal{H}} p_h(t) - \sum_{i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}} p_i^g(t) = \sum_{z \in LSE_z} P_{dz}(t) - \sum_{(i,j) \in \mathcal{E}} r_{ij} l_{ij}(t), \forall t \in \mathcal{T} \quad (5.26)$$

donde los vectores $\mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{p}, \mathbf{q} := (\mathbf{y}(h) = \mathbf{y}_h, \mathbf{r}(h) = \mathbf{r}_h, \mathbf{p}(h) = \mathbf{p}_h, \mathbf{q}(h) = \mathbf{q}_h, h \in H = \{1, \dots, H\})$ respectivamente y representan las distintas variables de control de cada usuario en el programa DRM.

Las restricciones (5.9)-(5.13) toman en consideración las restricciones de confort de los usuarios finales y las restricciones asociadas al uso de la batería. Las restricciones (5.16)-(5.18) y (5.21) son las asociadas al OPF que debe formular el DSO para optimizar el funcionamiento de la red y asegurar la calidad del servicio. En (5.23) se asegura que las comercializadoras están obligadas a planificar la reserva de capacidad suficiente para al menos abastecer a sus clientes el día de operación. Las demás restricciones (5.24)-(5.25) toman en consideración las restricciones de acople de la red eléctrica, en donde la potencia activa y reactiva inyectada en cada nodo debe ser igual al balance entre la generada en el nodo y la consumida por los usuarios. Finalmente, la restricción (5.26) describe el balance de potencia en el nodo *root* donde lo inyectado desde la red de transmisión debe ser igual a lo generado en forma distribuida menos lo consumido por los usuarios del sistema y las pérdidas físicas intrínsecas a la red de distribución. El DSO asegura en esta última restricción que las comercializadoras incluyan en su programas de reservas las pérdidas físicas en la red. Se asume de aquí en más que no existe en el sistema generación distribuida, con lo cual $p_i^g(t), q_i^g = 0, \forall i \in \mathcal{N}$.

La formulación del problema (5.22) tiene una estructura convexa debido a que se compone de la suma de funciones de costos convexas y restricciones cónicas y afines o lineales. Sin embargo, hallar una solución de manera centralizada no es una

Capítulo 5. DRM como OPF descentralizado

opción viable debido a la cantidad de participantes a la que está dirigida. Además, el hecho más redundante compete nuevamente a la calidad de la información que sería necesario hacer público para encontrar una solución factible del problema. Las comercializadoras no divulgarían su función de costos $C_d(\cdot)$ o publicarían sus diferentes contratos con generadores. El DSO debería publicar la topología de la red, la coordinación de tareas de mantenimiento y operación, etc. de manera de prever el buen funcionamiento de la red. Tampoco sería viable que algún regulador externo recibiera toda la información concerniente a las restricciones y preferencias de cada uno de los usuarios para maximizar el bienestar social de forma centralizada. Con respecto a los usuarios dudosamente estarían de acuerdo en hacer público sus requerimientos con la comercializadora, delegando la autoridad para que esta controle sus aparatos electrónicos.

Las restricciones de igualdad (5.23-5.26), son las ecuaciones que acoplan las variables de decisión de los participantes del sistema. Acorde a la estructura del problema, se puede observar que si estas restricciones no estuvieran el problema puede ser desacoplado en subproblemas que serían resueltos por cada participante.

5.3. Algoritmo descentralizado para el DRM

Nuevamente, al igual que en el capítulo 4 de esta tesis, el objetivo es utilizar la teoría de la descomposición dual para introducir los multiplicadores de *Lagrange* apropiados para desacoplar el problema (5.22) en subproblemas de menor tamaño y que puedan ser resueltos de forma independiente por cada participante del plan DRM. Las restricciones que acoplan las variables de decisión de los participantes son (5.23-5.26), las cuales consideran el balance de potencia del sistema y asegurar la reserva mínima para abastecer la demanda agregada. Si estas restricciones no estuvieran, el problema se desacoplaría fácilmente en múltiples subproblemas, con lo cual parece lógico formar el *Lagrangiano* relajando estas restricciones.

Dada la estructura de (5.22), una descomposición dual desacoplaría el problema principal en $H + Z + 1$ subproblemas de menor dimensión. La optimización individual de cada subproblema mediante la coordinación de un *master problem* posibilitaría de todas maneras la maximización del bienestar social respetando la integridad de la información de los participantes. Los usuarios finales solo necesitan de un HEMS en su hogar que recopile y aprenda la información de su perfil de consumo y reciba los costos marginales del servicio de energía para maximizar sus utilidades. El DSO no necesita hacer pública la topología de la red o el estado de operación de sus líneas y las comercializadoras no necesitan publicar sus estructuras de costos, las previsiones de consumo ni la ubicación de cada uno de sus clientes.

A continuación, se definen los multiplicadores utilizados para desacoplar las restricciones que vinculan las variables de control entre participantes del problema (5.22):

- $\epsilon_z = (\epsilon_z(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ es el multiplicador de *Lagrange* asociado a la restricción (5.23) de cada comercializador z . Con esta restricción aseguramos

5.3. Algoritmo descentralizado para el DRM

que al menos cada comercializador debe reservar la capacidad suficiente para abastecer a sus clientes el día de operación. Además $\epsilon = (\epsilon_z, z \in \mathcal{Z} = \{1, \dots, Z\})$

- $\mu_i, \lambda_i = (\mu_i(t), \lambda_i(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ son los multiplicadores de *Lagrange* asociados a las restricciones (5.24) y (5.25) respectivamente. Estas señales de control se pueden interpretar económicamente como el precio marginal impuesto por el DSO a un kW de energía que sea consumido por un usuario ubicado en el bus i en \mathcal{G} . Además $\mu, \lambda = (\mu_i, \lambda_i, i \in \mathcal{N} = \{1, \dots, N\})$
- $\sigma = (\sigma(t), t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\})$ son los multiplicadores de *Lagrange* asociados a la restricción (5.26) que considera el balance entre el consumo de potencia total en la red con respecto a la potencia inyectada desde la red de transmisión en el *slack bus* o nodo 0.

Con estos multiplicadores asociados a cada restricción de acople, definimos el *Lagrangiano* $\mathbb{L}(\mathbf{P}_{dz}, \mathbf{p}, \mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{q}, \mathbf{x}; \epsilon, \sigma, \mu, \lambda)$ asociado a (5.22) como:

$$\begin{aligned} \mathbb{L}(\mathbf{P}_{dz}, \mathbf{p}, \mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{q}, \mathbf{x}; \epsilon, \sigma, \mu, \lambda) &:= W_{total}(\mathbf{P}_{dz}, \mathbf{p}, \mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{q}, \mathbf{x}) \\ &+ \sum_{z \in \mathcal{Z}} \epsilon_z^T \left(\sum_{i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}} \sum_{h \in \mathcal{H}_{iz}} \mathbf{p}_h - \mathbf{P}_{dz} \right) \\ &+ \sum_{i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}} \mu_i^T \left(\mathbf{p}_i - \mathbf{p}_i^g + \sum_{z \in \mathcal{Z}} \sum_{h \in \mathcal{H}_{iz}} \mathbf{p}_h \right) \\ &+ \sum_{i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}} \lambda_i^T \left(\mathbf{q}_i - \mathbf{q}_i^g + \sum_{z \in \mathcal{Z}} \sum_{h \in \mathcal{H}_{iz}} \mathbf{q}_h \right) \\ &+ \sigma^T \left(\sum_{h \in \mathcal{H}} \mathbf{p}_h - \sum_{i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}} \mathbf{p}_i^g - \sum_{z \in \mathcal{Z}} \mathbf{P}_{dz} + \sum_{(i,j) \in \mathcal{E}} r_{ij} \mathbf{l}_{ij} \right) \end{aligned}$$

Siendo $(\mathbf{p}_i, \mathbf{q}_i, \mathbf{I}_{ij}) = (\mathbf{p}_i(t), \mathbf{q}_i(t), \mathbf{I}_{ij}(t), \forall t \in \mathcal{T})$ los vectores de potencia y corriente que describen el estado de la red de distribución para cada instante de tiempo. Definimos $w_{hiz} = \epsilon_z + \sigma + \mu_i$ como el precio o costo marginal de la energía que recibe el usuario h ubicado geográficamente en el nodo i de la red y abastecido por el comercializador z . Después de realizar algunas agrupaciones de manera conveniente definimos:

$$\begin{aligned} \mathbb{L}(\mathbf{P}_{dz}, \mathbf{p}, \mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{q}, \mathbf{x}; \epsilon, \sigma, \mu, \lambda) &= \sum_{h \in \mathcal{H}} \mathbb{L}_h(\mathbf{p}, \mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{q}; w_{hiz}, \lambda_i) + \sum_z \mathbb{L}_{com_z}(\mathbf{P}_{dz}; \sigma, \epsilon_z) \\ &+ \mathbb{L}_{DSO}(\mathbf{x}; \sigma, \mu, \lambda) \quad (5.27) \end{aligned}$$

donde:

Capítulo 5. DRM como OPF descentralizado

$$\mathbb{L}_h(\mathbf{p}_h, \mathbf{y}_h, \mathbf{r}_h, \mathbf{q}_h; w_{hiz}, \lambda_i) = \mathbf{w}_{hiz}^T \cdot \mathbf{p}_h + \lambda_i^T \cdot \mathbf{q}_h - U_h(T_h^{in}(\mathbf{y}_h; t); t) + D_h(\mathbf{r}_h)$$

$$\mathbb{L}_{com_z}(\mathbf{P}_{dz}; \sigma, \epsilon_z) = C_{dz}(\mathbf{P}_{dz}; t) - (\epsilon_z + \sigma)^T \cdot \mathbf{P}_{dz}$$

$$\mathbb{L}_{DSO}(\mathbf{x}; \sigma, \mu, \lambda) = \sum_{t=1}^T C_{DSO}(\mathbf{x}(t)) + \sum_i \mu_i^T \mathbf{p}_i + \sum_i \lambda_i^T \mathbf{q}_i + \sigma^T \sum_{(i,j) \in \mathcal{E}} r_{ij} \mathbf{l}_{ij}$$

El nuevo problema de optimización es una relajación de *Lagrange* del problema (5.22) donde el objetivo es desacoplar las variables de control de los diferentes participantes del DRM. La relajación de *Lagrange* queda definida como:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{P}_{dz}, \mathbf{p}, \mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{q}, \mathbf{x}} \sum_{h \in \mathcal{H}} \mathbb{L}_h(\mathbf{p}_h, \mathbf{y}_h, \mathbf{r}_h, \mathbf{q}_h; w_{hiz}, \lambda_i) + \sum_z \mathbb{L}_{com_z}(\mathbf{P}_{dz}; \sigma, \epsilon_z) \\ + \mathbb{L}_{DSO}(\mathbf{x}; \sigma, \mu, \lambda) \end{aligned} \quad (5.28)$$

$$\begin{aligned} \text{s.t. } (5,10) - (5,13), \quad \forall h \in \mathcal{H} \\ (5,16) - (5,18), (5,21) \quad \forall t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\} \end{aligned}$$

Resolver (5.28) encontrando los multiplicadores en forma analítica es muy difícil en la práctica y no es un opción viable, considerando además que el cometido es resolver el problema de manera descentralizada para mantener la integridad de la información de cada participante. Por lo tanto, definimos la función dual de *Lagrange* $g(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon)$ del problema (5.28) y el problema dual asociado que permite desacoplar los subproblemas de la siguiente manera:

$$g(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) = \sum_h g_h(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) + \sum_z g_{com_z}(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) + g_{DSO}(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) \quad (5.29)$$

donde:

Función dual-comercializadora

$$g_{com_z}(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) := \inf_{\mathbf{P}_{dz}} \{ \mathbb{L}_{com_z}(\mathbf{P}_{dz}; \sigma, \epsilon_z) \mid \mathbf{P}_{dz} \geq 0 \} \quad (5.30)$$

Función dual-DSO

$$g_{DSO}(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) := \inf_{\mathbf{x}} \{ \mathbb{L}_{DSO}(\mathbf{x}; \sigma, \mu, \lambda) \mid (\mathbf{x}) \in \mathcal{F}_{DSO} \} \quad (5.31)$$

Función dual-usuarios

$$g_h(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) := \inf_{\mathbf{y}_h, \mathbf{r}_h, \mathbf{p}_h, \mathbf{q}_h} \{ \mathbb{L}_h(\mathbf{p}_h, \mathbf{y}_h, \mathbf{r}_h, \mathbf{q}_h; w_{hiz}, \lambda_i) \mid (\mathbf{y}_h, \mathbf{r}_h, \mathbf{p}_h, \mathbf{q}_h) \in \mathcal{F}_h \} \quad (5.32)$$

siendo \mathcal{F}_h el conjunto de los puntos que cumplen las restricciones (5.10)-(5.13) para cada usuario del programa DRM y \mathcal{F}_{DSO} el conjunto de puntos que cumple las restricciones del OPF-cr. En el problema (5.28) las variables $(\mathbf{P}_{dz}, \mathbf{p}, \mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{q}, \mathbf{x})$ se denominan *variables primales* del problema, mientras que los multiplicadores

5.3. Algoritmo descentralizado para el DRM

$(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon)$ se denominan *variables duales* o precios asociados si consideramos su significado económico en la teoría. De manera similar, la función objetivo del problema original $W_{total}(\mathbf{P}_{dz}, \mathbf{p}, \mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{q}, \mathbf{x})$ se denomina *objetivo primal* mientras que el *objetivo dual* $g(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon)$ se define como el mínimo valor de (5.28) sobre $(\mathbf{P}_{dz}, \mathbf{p}, \mathbf{y}, \mathbf{r}, \mathbf{q}, \mathbf{x})$ para los parámetros $(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon)$ dados. Como $g(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon)$ es el mínimo puntual de una familia de funciones lineales en $(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon)$, se puede afirmar que es una función cóncava aún si el problema (5.28) fuera no convexo, su dominio queda definido como:

$$Dom(g) = \{\sigma, \mu, \lambda, \epsilon : \epsilon \geq 0; g(\epsilon) > -\infty\}$$

El problema dual de (5.22) queda separable en las variables de decisión de cada uno de los participantes y permite separar en dos niveles el problema de optimización. En el nivel más bajo cada participante debe resolver un subproblema de optimización que concierne a encontrar el óptimo de sus variables de control considerando los parámetros $(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon)$. En el nivel superior el/los coordinador/es del sistema deberán resolver el problema dual de (5.28) mediante algún método de subgradiente. El/los encargados de resolver el dual o *master problem* son los encargados de re-calcular las variables duales $(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon)$ resolviendo el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned} D(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) := \max_{\sigma, \mu, \lambda, \epsilon} \quad & \sum_h g_h(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) + \sum_z g_{com_z}(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) \\ & + g_{DSO}(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) \quad (5.33) \\ \text{s.t.} \quad & \epsilon_z \geq 0, \forall z \in \mathcal{Z} \end{aligned}$$

El objetivo entonces es resolver el problema dual en lugar del problema primal original, el cual dará resultados apropiados si se verifica dualidad fuerte. El problema (5.28) es convexo y además podemos asegurar que existen soluciones estrictamente factibles afirmando entonces que se cumple la propiedad de dualidad fuerte (*Slater's conditions*). El problema dual (5.33) es siempre cóncavo y es el *master-problem* en la descomposición dual.

Es claro a partir de (5.29) que el problema original (5.22) puede ser descompuesto en $H + Z + 1$ problemas de optimización con $\sigma, \mu, \lambda, \epsilon$ como datos paramétricos, donde cada usuario obtiene una solución $(\mathbf{y}_h^*(\cdot), \mathbf{r}_h^*(\cdot), \mathbf{p}_h^*(\cdot))$ cada comercializadora $(\mathbf{P}_{dz}^*(\cdot))$ y el DSO $(\mathbf{x}^*(\cdot))$. Además, los problemas (5.30), (5.32) y (5.31) presentan la misma estructura que (5.14), (5.8) y (5.20) planteados de forma individual para cada uno de los participantes del programa DRM. Cada uno de estos problemas de optimización son convexos con restricciones lineales, para lo cual existe una vasta literatura y métodos para hallar el óptimo en cada caso.

En general, no podemos asegurar que (5.33) sea diferenciable y debemos aplicar un método de subgradiente. Para esto debemos calcular únicamente los subgradiente de la función dual de cada participante con respecto a cada una de las variables duales. Como ejemplo, un subgradiente de $g_{com_z}(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon)$ para la comercializadora

Capítulo 5. DRM como OPF descentralizado

z viene dado por:

$$s(\epsilon_z) = \sum_h s_h(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) - \sum_z s_{com_z}(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) = \sum_{i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}} \sum_{h \in \mathcal{H}_z} \mathbf{p}_h^*(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) - \mathbf{P}_{dz}^*(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) \quad (5.34)$$

Los demás subgradietes se calculan de manera similar. Un subgradiente global de (5.33) estaría dado por:

$$s(\sigma, \mu, \lambda, \epsilon) = s(\sigma) + \sum_{i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}} s(\mu_i) + \sum_{i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}} s(\lambda) + \sum_{z \in \mathcal{Z}} s(\epsilon_z) \quad (5.35)$$

donde:

$$s(\epsilon_z) = \left[\sum_{h \in \mathcal{H}_{iz}} \mathbf{p}_h^*(\cdot) - \mathbf{P}_{dz}^*(\cdot) \right]_+, \quad \mathcal{H}_{iz} \text{ clientes comercializadora } z \text{ en el nodo } i \quad (5.36)$$

$$s(\sigma) = \left[\sum_{h \in \mathcal{H}} \mathbf{p}_h^*(\cdot) + \sum_{(i,j) \in \mathcal{E}} r_{ij} \mathbf{l}_{ij}^*(\cdot) - \sum_z \mathbf{P}_{dz}^*(\cdot) \right], \quad (5.37)$$

$$s(\mu_i) = \left[\sum_{h \in \mathcal{H}_i} \mathbf{p}_h^*(\cdot) - \mathbf{p}_i^*(\cdot) \right], \quad \mathcal{H}_i \text{ Usuarios en el nodo } i \quad (5.38)$$

$$s(\lambda_i) = \left[\sum_{h \in \mathcal{H}_i} \mathbf{q}_h^*(\cdot) - \mathbf{q}_i^*(\cdot) \right], \quad \mathcal{H}_i \text{ Usuarios en el nodo } i \quad (5.39)$$

Para resolver $s(\epsilon_z)$, las encargadas de actualizar estos precios serán las comercializadoras, decidiendo la reserva óptima $\mathbf{P}_{dz}^*(\cdot)$ y de las intenciones de consumo $\mathbf{p}_h^*(\cdot)$ recibidas de sus clientes. Para encontrar los subgradietes $s(\mu_i)$ y $s(\lambda_i)$ el coordinador debe contar con la información de las intenciones de consumo de los usuarios junto con su ubicación geográfica en la red y la solución del \mathbf{p}_i y \mathbf{q}_i OPF. De este modo, lo más lógico es que el DSO reciba por parte de las comercializadoras las intenciones de consumo en cada nodo previsto por la comercializadora a partir de la información recibida de sus clientes. De forma análoga, para resolver $s(\sigma)$ el DSO debe contar con la demanda agregada y la planificación de reservas de cada una de las comercializadoras junto con las pérdidas físicas en la red. Con este intercambio de información entre la comercializadora y el DSO y cada comercializadora con sus clientes, manteniendo la integridad de la información privada.

5.3.1. Algoritmo distribuido

Para hallar un subgradiente de g , se debe hallar las soluciones de los subproblemas (5.30), (5.31) y (5.8). El subgradiente g viene dado por (5.35). Con estos datos,

5.3. Algoritmo descentralizado para el DRM

el algoritmo del *master problem* puede actualizar el vector de precios $(\epsilon, \sigma, \mu, \lambda)$.

```

1 Elegir  $(\epsilon, \sigma, \mu, \lambda) = (\epsilon_0, \sigma_0, \mu_0, \lambda_0)$  repeat
2   Resolver los siguientes subproblemas (en paralelo);
3   Cada usuario resuelve (5.32) para encontrar el punto óptimo
4    $\mathbf{p}_h^*(w_{hiz}, \lambda_i)$  y lo envía a su comercializadora;
5   Cada comercializador resuelve (5.30) para encontrar la reserva
6   óptima  $\mathbf{P}_{dz}^*(\epsilon, \sigma, \mu, \lambda)$ ;
7   El Operador con la información recibida de las comercializadoras
8   con respecto a la demanda agregada de sus clientes en cada
9   nodo, resuelve (5.31) para encontrar  $\mathbf{x}^*(\epsilon, \sigma, \mu, \lambda)$ ,
10  punto de operación óptimo de la red de distribución;
11  Actualizar las variables duales (precios marginales);
12  Cada comercializadora calcula su demanda agregada con la
13  información recibida de sus clientes y actualiza:
14   $\epsilon^{k+1} := \epsilon^k + \alpha_k [\sum_{h \in \mathcal{H}_z} p_h^*(\cdot) - P_d^*(\cdot)]_+$ 
15  El Operador con la información de la demanda agregada
16  planificada para cada nodo recibida de las comercializadoras
17  actualiza los precios marginales locales de cada nodo:
18   $\mu_i^{k+1} = \mu_i^k + \alpha^k \left[ \sum_{h \in \mathcal{H}_i} \mathbf{p}_h^*(\cdot) - \mathbf{p}_i^*(\cdot) \right]$ 
19   $\lambda_i^{k+1} = \lambda_i^k + \alpha^k \left[ \sum_{h \in \mathcal{H}_i} \mathbf{q}_h^*(\cdot) - \mathbf{q}_i^*(\cdot) \right]$ 
20   $\sigma^{k+1} = \sigma^k + \alpha^k \left[ \sum_{h \in \mathcal{H}} \mathbf{p}_h^*(\cdot) + \sum_{i \in \mathcal{N} \setminus \{0\}} r_{ij} \mathbf{l}_{ij}^*(\cdot) - \sum_z \mathbf{P}_{dz}^*(\cdot) \right]$ 
21 until Hasta que converja;

```

La figura (5.6) muestra la descomposición del problema original en subproblemas a resolver por cada participante y la información que deben intercambiar sí para maximizar el bienestar social del sistema.

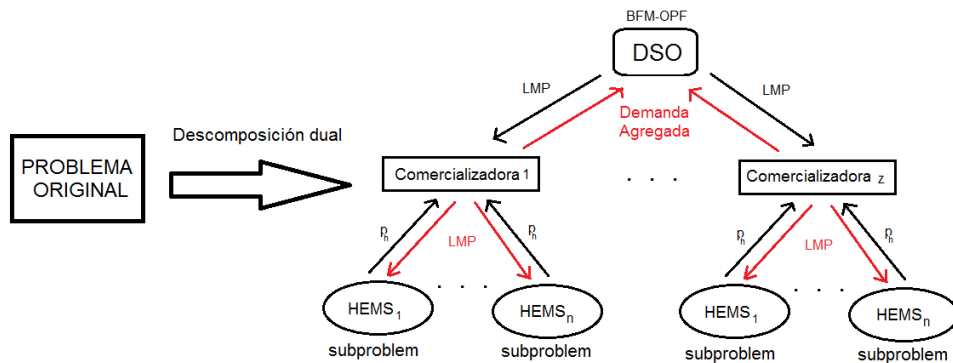


Figura 5.6: Descomposición dual del problema de maximización del bienestar social en subproblemas distribuidos.

5.4. Simulaciones y análisis numérico

Consideramos un horizonte de tiempo de veinticuatro horas y de una hora cada intervalo de tiempo de decisión mínimo para el día de operación, comenzando a 1 A.M. hasta las 12 P.M. Consideramos dos tipos de clientes: uno con características residenciales y otro de características comerciales o pequeñas empresas, ambas abastecidos por dos comercializadoras promoviendo el mismo programa DRM, sin considerar la competencia entre ellos por la captura de clientes (tarifas similares en un mercado competitivo). Se considera un total de 150 clientes en el sistema participando de alguno de los programa DRM, en donde aproximadamente el 70 % se consideran usuarios del tipo residencial.

Parámetros utilizados

1. *Aplicación térmica*: la temperatura exterior del ambiente que desean mantener controlado los usuarios se detalla en la figura (5.7), muestra la temperatura de un día típico de invierno. Asumimos que el periodo en que los usuarios se encuentran fuera de su hogar varía entre las [7, 10] A.M., retornando entre las [16, 19] P.M.⁵. La temperatura de confort marcada por el usuario es de 23°C, el HEMS puede tolerar una desviación menor a $\delta_h = \pm 1^\circ\text{C}$. Para el caso de un usuario comercial, se considera que el horario en que el HEMS debe mantener bajo control la temperatura es en el considerado de oficina, iniciando entre [6, 9] A.M. y las [18, 22] P.M.. La temperatura de confort marcada por el usuario del tipo comercial es también de 20°C en donde el HEMS puede tolerar una desviación menor a $\delta_h = \pm 2^\circ\text{C}$. El vector de temperatura del exterior (T^{out}) es recogida en la figura (5.7).

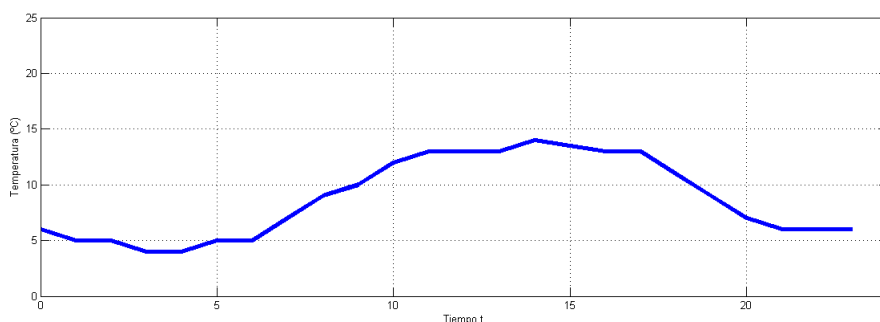
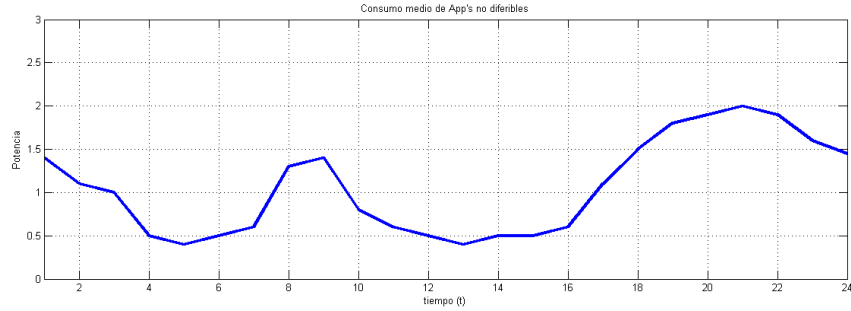


Figura 5.7: Temperatura exterior estimada para el día de operación.

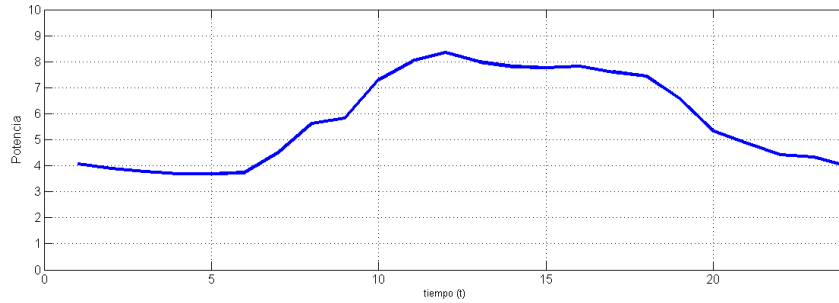
2. *Sistema de batería - ESS*: la capacidad de la batería es escogida de forma aleatoria entre [4, 6] kW/h o [10, 16] kW/h considerando una curva de carga/descarga máxima de $\pm 2,0kW/h$ o $\pm 4,0kW/h$ para los usuarios residenciales o comerciales respectivamente (donde $r_h(t) \geq 0$ significa que la

⁵Este horario puede ser considerado como el horario de oficina típico.

5.4. Simulaciones y análisis numérico



(a) Usuario residencial típico



(b) Usuario comercial típico

Figura 5.8: Demanda media de cargas no planificables o diferibles en el tiempo para usuarios residenciales y comerciales.

batería se carga y $r_h(t) \leq 0$ en caso contrario). Asumimos un estado inicial de carga al inicio del día de $\sigma_h = 0,5$. Modelamos la función de costo o eficiencia de la batería de la siguiente forma [29]:

$$D_h(r_h) = \eta_1 \sum_{t=1}^T (r_h(t))^2 - \eta_2 \sum_{t=1}^{T-1} (r_h(t)r_h(t-1)) \quad (5.40)$$

Donde η_1 y η_2 son constantes positivas. El primer término concierne a la eficiencia del sistema al cargar la batería y luego descargarla, mientras que el segundo término modela el daño causado por los ciclos de carga y descarga considerando la vida útil del sistema, asumiendo una penalidad cuando $r_h(t)$ y $r_h(t+1)$ presentan signo opuesto. Si $\eta_1 > \eta_2$, entonces la función de costos D_h es una función positiva y convexa sobre el vector r_h .

3. *Demanda media de cargas no diferibles*: consideramos que cada usuario tiene un perfil de potencia media x_{med} estimado por el HEMS, correspondiente a las cargas que no pueden ser planificadas de antemano. Esta información es recogida en la figura (5.8).
4. *Función de utilidad del usuario*: para cada usuario, asumimos una función de satisfacción o beneficio percibido por la aplicación térmica definido por

Capítulo 5. DRM como OPF descentralizado

$U_h(y_h(t); t) = -b_h \|T_h^{comf}(t) - T_h^{in}(y_h; t)\|^2$, donde b_h es una constante positiva y una potencia contratada desde la red de Q_h^{max} .

5. *Función de costos de la comercializadora* $C_d(P_d; t)$: asumimos $C_d(\cdot; t)$ es una función creciente y convexa que satisface $C_d(0; t) = 0$. De esta forma consideramos $C_d(P_d) = \sum_t [a_1 P_{dz}(t)^2 + a_2 P_{dz}(t)]$ en donde $a_1 = 0,00063$ y $a_2 = 0,85$ [25]. A su vez, existe $P_{max}(t) \geq \sum_h Q_h^{max}$, $\forall t \in \mathcal{A}_{ht}$. Esto último implica que la comercializadora es capaz de soportar la demanda máxima admisible $\sum_h Q_h^{max}$ con un costo marginal finito.
6. *Topología de red*: Para la simulación del sistema utilizamos la red de distribución de trece nodos utilizada por la IEEE para test (IEEE 13-node test feeder) [121]. Asumimos al menos 10 usuarios en cada bus o nodo de la red distribuidos en forma aleatoria. Cada bus tiene un voltaje nominal de $4,16kV$. Como el enfoque del programa DRM esta dirigido principalmente a usuarios residenciales y pequeños comercios, asumimos la existencia de un transformador de distribución secundario en cada nodo del cual se conectan los clientes, el propósito de éste es bajar el voltaje de entrada a 240 V para servir a múltiples usuarios. Asumimos que el *slack bus* o nodo cero mantiene fijo su voltaje. Para la optimización del OPF del sistema se utiliza el paquete SeDuMi [120].

Resultados obtenidos

Comportamiento del algoritmo DRM: El conjunto de imágenes en las figuras (5.9-5.11) muestran la dinámica de las variables involucradas en el problema DRM, en donde se aprecia la rápida convergencia tanto de las variables de control como de las variables duales (precios marginales) a un punto de funcionamiento óptimo del sistema, maximizando utilidades y minimizando los costos operativos. Es claro que mediante el intercambio de la información explicitada en *Algoritmo 21*, cada participante ajusta sus previsiones de forma individual pero alcanzando el punto de funcionamiento óptimo en forma conjunta. En la figura (5.12) se muestra el error entre el consumo total estimado por los usuarios en cada nodo y lo que esta dispuesto a inyectar el Operador, se aprecia como al ajustarse los precios marginales, ambas predicciones se ajustan rápidamente.

Comportamiento de un usuario en el plan DRM: En la figura (5.13a) se aprecia el perfil de consumo de un usuario con un sistema ESS y su consumo estimado en caso de contar con el ESS. La curva roja muestra el consumo desde la red del usuario cuando cuenta con ESS y en negro cuando carece de éste, la curva azul y verde muestran el consumo estimado por la aplicación térmica y el consumo medio de las demás aplicaciones no diferibles respectivamente. Al igual que en los resultados del capítulo anterior, se aprecia el efecto de la flexibilidad que otorga el sistema ESS a los usuarios, utilizando la capacidad del ESS figura (5.13c) de manera conveniente acorde a los precios enviados por su comercializadora (figura 5.13b).

Precios marginales en cada nodo de la red de distribución: En (figura 5.15)

5.4. Simulaciones y análisis numérico

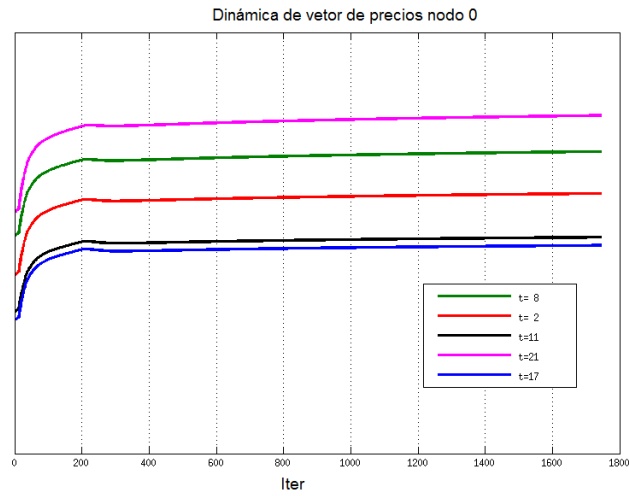


Figura 5.9: Dinámica de precios duales σ .

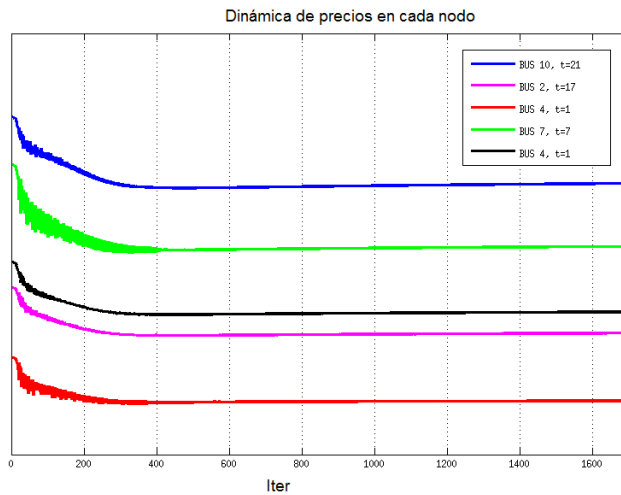


Figura 5.10: Dinámica de precios duales μ_i .

se muestra el precio marginal impuesto por el DSO para cada nodo del sistema. Es notable la diferencia en los precios entre algunos de los nodos, estimulando de diferente forma el consumo acorde a la ubicación geográfica. Esta características puede ser explicada por la sobrecarga en alguno de ellos considerando que confluyen varias líneas o tienen capacidad más acotada. A su vez, la carga en el sistema también influye en el precio marginal local de cada nodo, como se puede observar en la figura 5.14.

Este resultado es esperable debido al modelo elegido, el funcionamiento del sistema y la tendencia del operador es a incentivar el consumo procurando disminuir las pérdidas del sistema. Sin embargo, sería necesario a la hora de grabar a los diferentes usuarios considerar su ubicación geográfica en la red y generar

Capítulo 5. DRM como OPF descentralizado

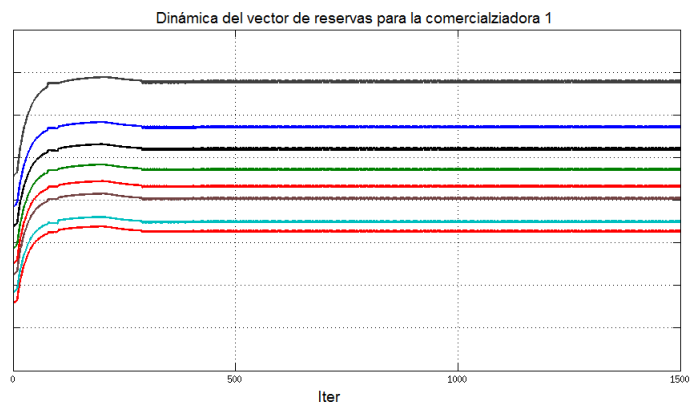


Figura 5.11: Dinámica del vector de reserva de potencia.

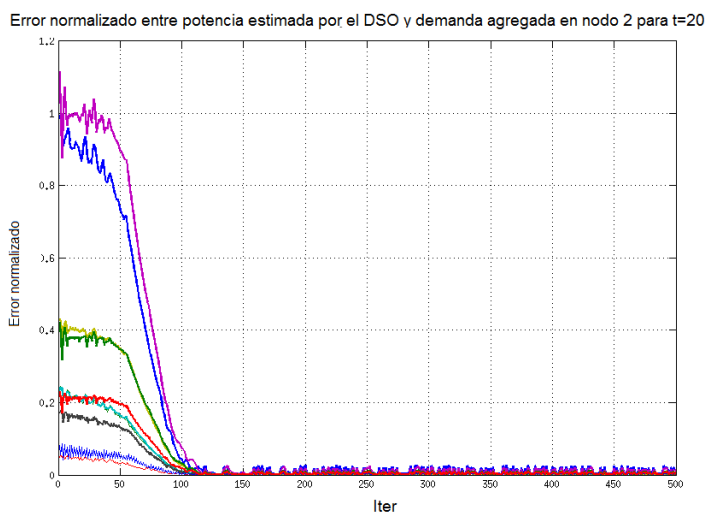


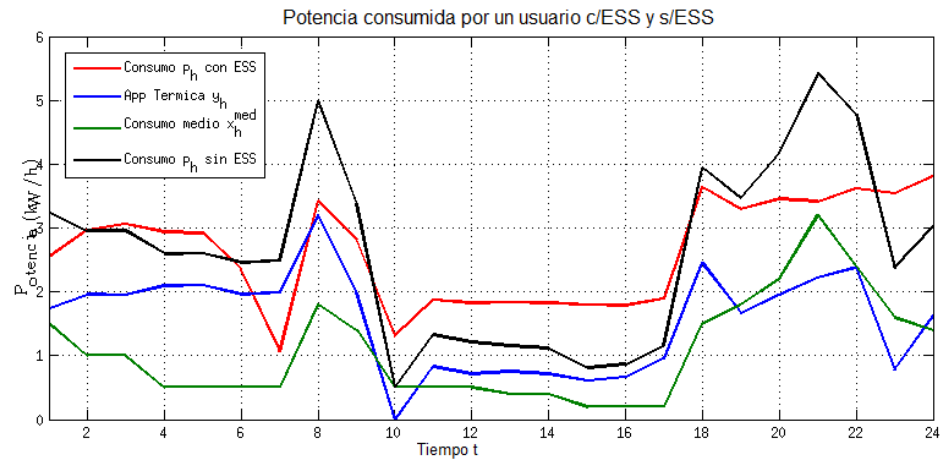
Figura 5.12: Error nominal en nodos.

alguna corrección compensatoria en la tarifa para los usuarios más desfavorables, socializando las pérdidas entre todos los participantes.

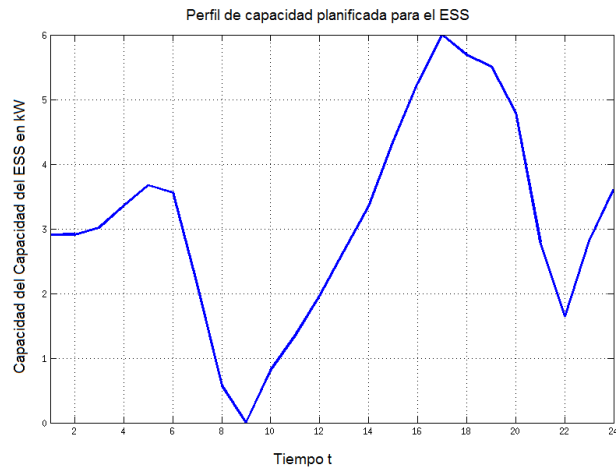
Cada empresa comercializadora recibe la planificación de consumo de sus clientes para el día de operación junto con su ubicación geográfica, reservando la capacidad de energía necesaria en el mercado mayorista para cumplir con sus servicios. A su vez, deben transmitir la información de demanda agregada de sus clientes especificada en forma geográfica al DSO. El DSO realiza un OPF y devuelve a las empresas comercializadoras la información y costos adicionales a incluir en el precio de la energía que serán enviados a sus clientes. La iteración continua entre los participantes logra alcanzar el máximo bienestar social del sistema, maximizando también de forma individual el beneficio de cada uno de los participantes.

El plan DRM propuesto cumple con los objetivos planteados en cuanto a mantener bajo reserva la información de los clientes de cada comercializadora y maxi-

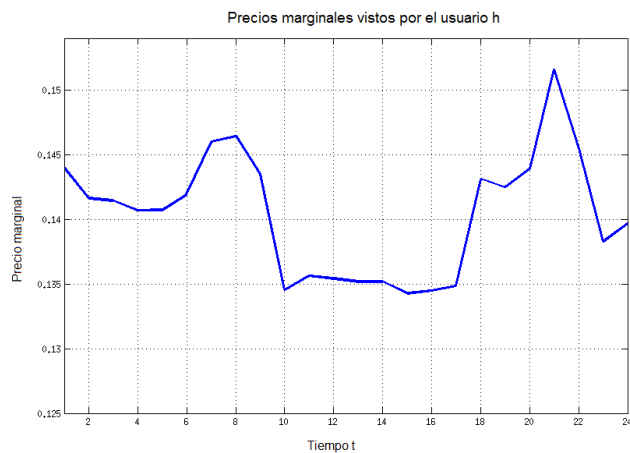
5.4. Simulaciones y análisis numérico



(a) Consumo desde la red para el caso de un usuario con ESS y si no tuviera ESS.



(b) Capacidad estimada del ESS para un usuario residencial.



(c) Precios de la energía recibidos por el usuario para el día de operación.

Figura 5.13: Efectos de la planificación de la capacidad del ESS.

Capítulo 5. DRM como OPF descentralizado

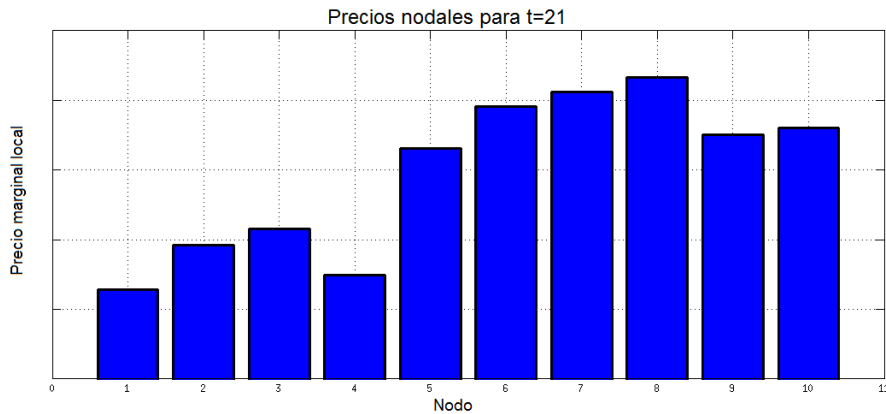


Figura 5.14: Precio marginal para cada bus del sistema en $t = 10$.

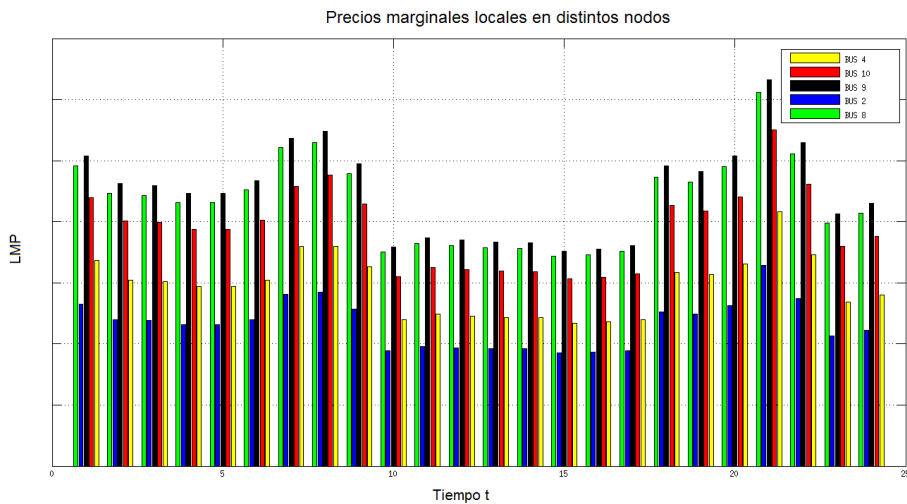


Figura 5.15: Precio marginal local para algunos nodos del sistema para cada instante de tiempo del día de operación..

mizando el bienestar social del sistema de manera distribuida. La topología radial de la red de distribución no favorece a los usuarios ubicados lejos del nodo de interconexión con el sistema de transmisión. Sin embargo las tecnologías de generación distribuidas o el incentivo mediante diversas políticas a la atuo-generación y la inyección de energía hacia la red pueden ayudar a balancear estos precios. Además, estos resultados promueven el estudio de este modelo sobre otro tipo de redes con ciclos, en donde los precios nodales pueden ayudar a balancear los flujos por las líneas del sistema, maximizando recursos de la red y minimizando costo a los usuarios.

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Objetivos cumplidos

A lo largo de esta tesis se cumplieron con los objetivos específicos marcados:

- Se realizó un estudio del estado del arte de la respuesta y el control de la demanda en el sistema eléctrico, estudiando la estructura y funcionamiento de sus mercados, los agentes que participan en él y las herramientas de optimización matemática para su abordaje.
- Se modeló mediante un problema de optimización convexo la respuesta de la demanda ante la formulación de precios dinámicos en forma descentralizada.
- Se modeló la interacción entre los diferentes agentes que participan en un mercado eléctrico mediante la formulación de un problema de flujo de carga óptimo (OPF), haciendo uso de su estructura para formular un método de resolución de manera descentralizada.
- Se presentaron los trabajos realizados en dos conferencias arbitradas, destacándose:
 - S.Montes de Oca, P.Belzarena, P.Monzón "*Optimal demand response in distribution networks with several energy retail companies.*": 2016 IEEE Conference on Control Applications (CCA), Buenos Aires, Argentina, 19-22 sep, page 1092–1097 - 2016
 - S.Montes de Oca, P.Belzarena, P.Monzón "*Optimal Demand Response based on time-correlated utility in forward power markets.*": 2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), Montevideo, Uruguay, 5-7 oct, page 597–602 - 2015

6.2. Factores necesarios para los cambios

Algunos de los factores necesarios para la implementación de los programas de precios dinámicos incluyen factores tanto económicos como técnicos, entre los

Capítulo 6. Conclusiones

cuales podemos destacar:

- Infraestructura de medición (*smart meters*) y procesamiento en tiempo real: Con los contadores de potencia tradicionales, las empresas comercializadoras son incapaces de medir el consumo instantáneo de cada cliente, encontrándose obligadas a utilizar una estructura de tarifas independiente del tiempo en que se consume la energía (en el mejor de los casos una tarifa tipo ToU). Sin la recopilación de datos en tiempo real (ej. intervalos de 15 minutos) que permiten los *smart meters* y los sistemas de adquisición en tiempo real, los programas de precios dinámicos no podrían ser debidamente implementados.
- Costos de la comercializadora y sus cliente: ofrecer una tarifa de precios dinámica para reducir el pico de la demanda puede ser más beneficioso y barato que la construcción de una nueva planta de generación destinada a abastecer el pico de la demanda. Además, los programas de precios dinámicos son mucho más rápidos de implementar que la construcción y puesta en marcha de nuevas plantas de energía, que puede demorar varios años antes de entrar en funcionamiento. Del otro lado de la balanza, los usuarios finales pueden reducir sus costos de energía en el corto plazo incorporándose a los programas de tarifas de precios dinámicos, solo modificando sus perfiles de consumo. A largo plazo, todos los contribuyentes deberían ver tasas de precios inferiores debido a la disminución de capacidad de reservas en las horas picos y los costos de infraestructura evitados.
- Beneficios para el sistema eléctrico: La posibilidad de planificar de antemano el despacho eléctrico genera facilidades y beneficios a los operadores técnicos de las redes eléctricas. Promueven la posibilidad de diferir inversiones en capacidad tanto en la redes eléctricas como en al potencia firme instalada en el sistema, uso más eficiente de la capacidad de las líneas, menores pérdidas, despacho de generadores más eficientes, etc.
- Tecnologías de automatización de carga: Las nuevas tecnologías disponibles tales como termostatos inteligentes, *smart appliances* y los sistemas asociados para la gestión y planificación del consumo de energía de manera automatizada son cada vez más comunes, permitiendo a los consumidores gestionar su demanda de energía más fácilmente. El nuevo rol activo que adquieren los usuarios finales mediante la capacidad de flexibilizar su demanda los posiciona como nuevos agentes generadores de utilidad en la cadena de valor del sector.
- Despliegue y penetración de DER: Es necesaria la generación de nuevos modelos de negocios que acompañen la proliferación de las DER instaladas en la red de distribución como la micro-generación a través del viento y sol, almacenamiento de energía y vehículos eléctricos (EVs). Las energías renovables crean inestabilidad en la red debido a la característica estocástica de sus fuentes. Esta característica puede acoplarse junto con la automatización y planificación de cargas, la acumulación y/o volcado del excedente hacia la

red. La penetración y despliegue de las DER junto con la flexibilidad adquirida por lo usuarios finales generan nuevas oportunidades de servicios de valor agregado en el sector.

6.3. Trabajo a futuro

El trabajo realizado deja la puerta abierta para profundizar en varias líneas de acción de distinta naturaleza.

- Introducir en el modelo la característica estocástica de las nuevas tecnologías de generación y su rápida variabilidad junto con la volatilidad de la demanda.
- Estudiar e introducir en el problema OPF la topología mallada de las redes de distribución y cómo acoplar la generación de precios marginales locales y la introducción de generación distribuida en la red.
- Estudiar cómo es la distribución de costos de las pérdidas generadas o las limitaciones físicas de la red de distribución. Qué porcentaje paga cada uno, quién las compra y cómo modelamos la sociabilización de este costo entre los usuarios del sistema (no sería justo que un usuario ubicado geográficamente en una posición desfavorable asuma mayor costo por el servicio).
- Profundizar en el estudio del funcionamiento de las redes de distribución, abordando el problema con redes desbalanceadas y cómo disminuir las pérdidas técnicas en la entrega del servicio a los usuarios.
- Estudiar en diferentes horizontes de tiempo el comportamiento de los usuarios finales, cómo acoplan su predicciones de consumo realizadas para el día siguiente con el consumo en tiempo real, utilizando su flexibilidad para cumplir con los pactado con su Comercializador.
- Estudiar nuevos mercados con horizontes de tiempo menores y cómo realizar un control de la demanda considerando la planificación en el DAM y el estado actual del sistema eléctrico. Para esto es necesario estudiar y modelar mercados en tiempo real que consideren los acuerdos de consumo realizados en el programa DRM entre los usuarios y la comercializadora.
- Realizar un estudio de viabilidad económica, planificación y amortización de las inversiones necesarias para la implementación del modelo descrito.
- Estudiar la viabilidad de implementación de este modelo de control de la demanda en un mercado tipo 2 como el de Uruguay (al menos en la práctica), marcado por su estructura de un comprador único en el DAM y un fuerte sesgo a la conformación de acuerdos de despacho con generadores privados (contratos bilaterales). La inclusión de varias comercializadoras participando en el mercado minorista podría llevar a una transparencia en la conformación de la tarifa y una disminución de los precios de la energía.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Referencias

- [1] Steven Stoft. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Wiley-IEEE Press, 2002.
- [2] Dirección General de Comunicación (Comisión Europea). *Energía sostenible, segura y asequible para los europeos*, 2014. doi:10.2775/60262.
- [3] European energy security strategy. In-depth study of european energy security, Brussels, 2.7.2014.
- [4] California ISO. *Building a SUSTAINABLE ENERGY FUTURE 2014-2016 strategic plan*, 2013.
- [5] ENERGIA Y MINERIA MINISTERIO DE INDUSTRIA. *POLITICA ENERGETICA 2005-2030*, 2005. Disponible en <http://www.miem.gub.uy>.
- [6] Federal Energy Regulatory Commission. *Part 35 - filing of rate schedules and tariffs*.
- [7] Thomas Basso. *Ieee 1547 and 2030 standards for distributed energy resources interconnection and interoperability with the electricity grid*, 2014.
- [8] Hongyu Wu, A. Pratt, and S. Chakraborty. *Stochastic optimal scheduling of residential appliances with renewable energy sources*. In *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pages 1–5, July 2015. doi:10.1109/PESGM.2015.7286584.
- [9] Monte Lunacek Saurabh Mittal Hongyu Wu Mark Ruth, Annabelle Pratt and Wesley Jones. *Effects of home energy management systems on distribution utilities and feeders under various market structures*. pages Lyon, France June 15–18, 2015, 2015.
- [10] Poder Ejecutivo de Uruguay. *Ley n° 16.832 de marco regulatorio*, 1997.
- [11] *Reglamento de General del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico*. Decreto n° 276/002, 2002.
- [12] *Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica*. Decreto n°360/002, 2002.
- [13] *Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica*. Decreto n° 277/002, 2002.

Referencias

- [14] Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica. Decreto n° 278/002, 2002.
- [15] Fernando Esponda; Jorge Molinari. La dimensión contable de la revolución eólica uruguaya. *Latin American Energy Economics Meeting, Rio de Janeiro, Brazil*, April 2-5, 2017.
- [16] Navigant Reserch. The energy cloud: Emerging opportunities on the decentralized grid, 2016.
- [17] U.S. Department of Energy. Smart grid: An introduction, 2008. Disponible en <http://energy.gov/oe/technology-development/smart-grid>.
- [18] V. C. Gungor, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergut, C. Buccella, C. Cecati, and G. P. Hancke. A survey on smart grid potential applications and communication requirements. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 9(1):28–42, Feb 2013. doi:10.1109/TII.2012.2218253.
- [19] H. Farhangi. The path of the smart grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, 8(1):18–28, January 2010. doi:10.1109/MPE.2009.934876.
- [20] Dr. Konstantinos Moulinos. Smart grid security certification in europe: Challenges and recommendations, Dec. 2014. Disponible en www.enisa.europa.eu.
- [21] Sharon B. Jacobs. The Energy Prosumer, 2017.
- [22] Jesús Rodríguez-Molina, Margarita Martínez-Núñez, José-Fernán Martínez, and Waldo Pérez-Aguiar. Business models in the smart grid: challenges, opportunities and proposals for prosumer profitability. *Energies*, 7(9):6142–6171, 2014.
- [23] IBM Corporation. Transforming the energy value chain, 2012.
- [24] European Commission Communication. Smart grids: from innovation to deployment, 2011.
- [25] L. Jiang and S. Low. Multi-period optimal energy procurement and demand response in smart grid with uncertain supply. In *IEEE Conf. on Decision and Control, Orlando, Florida*, Dec 2011.
- [26] N. Li L. Chen and S. H. Low. Two market models for demand response in power networks. In *IEEE PES, Detroit, Michigan, USA*, July 2011.
- [27] N. Gatsis and G. Giannakis. Decomposition algorithms for market clearing with large scale demand response. In *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2013.
- [28] Masoud Farivar and S. Low. Branch flow model: Relaxation and convexification–part i. In *IEEE Trans. Power System*, 2013.

- [29] N. Li L. Chen and S. H. Low. Optimal demand response based on utility maximization in power networks. In *IEEE SmartGridComm, Gaithersburg, MD, USA*, Oct 2010.
- [30] International Energy Agency's Energy Technology Policy Division. Technology roadmap smart grids, 2011.
- [31] Organización de las Naciones Unidas. Objetivos de desarrollo sostenible, 2017. Disponible en <http://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>.
- [32] Dirección Nacional de Energía. Medio ambiente y energía en uruguay: aspectos de la temática energética desde una visión ambiental, 2017. Disponible en http://www.dne.gub.uy/documents/4552717/0/Informe%20Medio%20ambiente%20y%20energ%C3%ADa_web.pdf.
- [33] EuroBat. Battery energy storage for smart grid applications, 2013.
- [34] National Energy Technology Laboratory. Energy storage: A key enabler of the smart grid, 2009.
- [35] Energía y Minería Ministerio de Industria. Ley n° 18.597 de uso eficiente de la energía, 2009. Disponible en <http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/>.
- [36] Murray Michael and Jim Hawley. Got data? the value of energy data access to consumers. techreport, More than smart, 2016.
- [37] Karen Herter. Smart customer guide final, 2016.
- [38] OFGEM team Smarter Grids, Governance: Distribution, Retail, and Wholesale Markets. Making the electricity system more flexible and delivering the benefits for consumers. 2015.
- [39] IEEE Smart City. Disponible en <http://smartcities.ieee.org/>.
- [40] Intendencia Municipal de Montevideo. Ciudades inteligentes para la inclusión y la sostenibilidad. Disponible en <http://www.montevideo.gub.uy/servicios-y-sociedad/ciudades-inteligentes-para-la-inclusion-y-la-sostenibilidad>.
- [41] ENISA Colorado State University. What is distributed generation?, 2016. Disponible en <https://za.usembassy.gov/what-is-distributed-generation/>.
- [42] Navigant Reserch. Navigating the energy transformation: Building a competitive advantage for energy cloud 2.0, 2016.
- [43] V. Ricquebourg, D. Menga, D. Durand, B. Marhic, L. Delahoche, and C. Loge. The smart home concept : our immediate future. In *2006 1ST IEEE International Conference on E-Learning in Industrial Electronics*, pages 23–28, Dec 2006. doi:10.1109/ICELIE.2006.347206.

Referencias

- [44] Vandebrom. Vandebrom. Disponible en <https://vandebrom.nl/>.
- [45] Sharge. Sharge, 2017. Disponible en <https://www.sharge.io/>.
- [46] PwC global power & utilities. Blockchain - an opportunity for energy producers and consumers?, 2016.
- [47] Alex Tapscott Don Tapscott. *Blockchain Revolution: How the Technology Behind Bitcoin Is Changing Money, bussiness, and the world*. 2016.
- [48] Hunt S. and G. Shuttleworth. *Competition and choice in electricity*. 1996.
- [49] Simple Choice Power. Energy deregulation simplified, 2008. Disponible en <http://www.simplechoicepower.com/deregulation.html>.
- [50] Mario Vignolo, Diego Oroño, and Carlos Zilli. Curso introducción a los mercados eléctricos, 2015. Disponible en <https://eva.fing.edu.uy/mod/resource/view.php?id=52928>.
- [51] Administración del Mercado Eléctrico (ADME). (adme) - agentes comercializadores, 2017. Disponible en http://adme.com.uy/mme_admin/participantes/comercializadores.php.
- [52] Mario Vignolo, Diego Oroño, and Carlos Zilli. Adecuación del modelo regulatorio del mercado eléctrico uruguayo. In *V Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía, Medellín, Colombia.*, pages 1–13, 2015. Disponible en <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2015/V0Z15>.
- [53] PJM Learning center. Pjm - marjet for electricity, 2017. Disponible en <https://learn.pjm.com/electricity-basics/market-for-electricity.aspx>.
- [54] Hung-po Chao and Robert Wilson. Design of wholesale electricity markets. *Electric Power Research Institute, Draft*, 990101, 2001.
- [55] Michael A Einhorn. *From regulation to competition: new frontiers in electricity markets*. Springer, 1994.
- [56] NordPool. Nordpool spot - day-ahead market, 2017. Disponible en <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/>.
- [57] Elexon. *The Electricity Trading Arrangements*, 2013.
- [58] PJM Forward Market Operator. *Energy & Ancillary Services Market Operator*, 2013.
- [59] E.F. El-Saadany M.H. Albadi. Demand response in electricity markets: An overview. In *IEEE PES General Meeting, 2007. IEEE, vol., no., pp.1-5, 24-28*, June 2007.
- [60] Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, 2011.

- [61] S. Littlechild. Competition in retail electricity supply. *DAE Working Paper WP 0227*, 2004.
- [62] Paul Joskow and Jean Tirole. Retail electricity competition. *The RAND Journal of Economics*, 37(4):799–815, 2006. Disponible en <http://dx.doi.org/10.1111/j.1756-2171.2006.tb00058.x>, doi:10.1111/j.1756-2171.2006.tb00058.x.
- [63] Red Eléctrica de España. TÉrmino de facturaciÓN de energÍa activa del pvpc, 2017. Disponible en <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>.
- [64] U.S. Department of Energy Galvin Electricity Initiative. The smart grid: An introduction, 2010.
- [65] U.S. Energy Information Administration (EIA). Demand response can lower electric power load when needed, Feb. 2011. Disponible en <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=130#>.
- [66] Reglamento de DistribuciÓN de EnergÍa Eléctrica: GeneraciÓN conectada a la Red de Baja TensiÓN. Decreto n° 173/010, 2010.
- [67] UTE. Pliego tarifario, 2017. Disponible en <http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/documents/files/Pliego%20Tarifario%20enero%202017.pdf>.
- [68] ProsumerGrid. Software for advanced simulation, planning and decentralized coordination of distributed energy resources, 2017. Disponible en <https://prosumergrid.com/>.
- [69] José Horta, Daniel Kofman, and David Menga. Novel paradigms for advanced distribution grid energy management. 2016.
- [70] Stephen Boyd, Lin Xiao, Almir Mutapcic, and Jacob Mattingley. Notes on decomposition methods, 2007.
- [71] Stephen Boyd and Lieven Vandenberghe. *Convex optimization*. Cambridge university press, 2004.
- [72] Dimitri P Bertsekas. *Nonlinear programming*. Athena scientific Belmont, 1999.
- [73] D. P. Palomar and Mung Chiang. A tutorial on decomposition methods for network utility maximization. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, 24(8):1439–1451, Aug 2006.
- [74] D.P. Bertsekas and W. Rheinboldt. *Constrained Optimization and Lagrange Multiplier Methods*. Computer science and applied mathematics. Elsevier Science, 2014. Disponible en <https://books.google.com.uy/books?id=j6LiBQAAQBAJ>.
- [75] IBM. white paper - the future of energy and utilities. Technical report, 2014.

Referencias

- [76] PJM Report. The evolution of demand response in the pjm wholesale market, 2004.
- [77] U.S. Department of Energy. Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them., 2006.
- [78] James E Braun et al. Load control using building thermal mass. *TRANSACTIONS-AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS JOURNAL OF SOLAR ENERGY ENGINEERING*, 125(3):292–301, 2003.
- [79] U.S. Department of Energy. Baterías y beneficios.
- [80] U.S. Department of Energy. Modeling distributed generation in the buildings sectors. Technical report, Independent Statistics & Analysis, August 2013.
- [81] Jonh Farrel. Beyond sharing – how communities can take ownership of renewable power, 2016.
- [82] Joachim Seel, Galen Barbose, and Ryan Wiser. Why are residential pv prices in germany so much lower than in the united states. *A Scoping Analysis Note for the February*, 2013.
- [83] Giles Parkinson. Pachydro sees 14gw of solar by mid 2020s retrieved 2016-06-18.
- [84] Giles Parkinson. Euro utilities declare war on solar pv.
- [85] The European Commission's. Renewable energy: a major player in the european energy market.
- [86] EUROPEAN COMMISSION DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY. The future role and challenges of energy storage.
- [87] S.Vazquez. Energy storage systems for transport and grid applications. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, VOL. 57, NO. 12*, 2010.
- [88] A. Schmelter N. Hamsic A. Mohd, E. Ortjohann and D. Morton. Challenges in integrating distributed energy storage systems into future smart grid. *Proc. IEEE ISIE, Cambridge, U.K., , pp. 1627–1632.*, 2008.
- [89] J. T. Bialasiewicz E. Galvan R. C. P. Guisado M. A. M. Prats J. I. Leon J. M. Carrasco, L. G. Franquelo and N. Moreno-Alfonso. Powerelectronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey. *IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 53, no. 4, pp. 1002–1016.*, 2006.
- [90] J. C. Balda J. A. Carr and H. A. Mantooth. A survey of systems to integrate distributed energy resources and energy storage on the utility grid. *Proc. IEEE ENERGY, Atlanta, GA.,, pp. 1–7.*, 2008.

- [91] Anissa Dehamna Alex Eller. Residential energy storage, 2016.
- [92] Federal Energy Regulatory Commission. Assessment of demand response and advanced metering. Technical report, U. S. Department of Energy. Disponible en <http://www.ferc.gov/legal/staffreports/demand-response.pdf>.
- [93] Time-varying retail electricity prices: theory and practice. *choices and challenges*. University of Chicago Press, Chicago.
- [94] D. m. Han and J. h. Lim. Smart home energy management system using iee 802.15.4 and zigbee. *IEEE Transactions on Consumer Electronics*, 56(3):1403–1410, Aug 2010. doi:10.1109/TCE.2010.5606276.
- [95] A. Zipperer, P. A. Aloise-Young, S. Suryanarayanan, R. Roche, L. Earle, D. Christensen, P. Bauleo, and D. Zimmerle. Electric energy management in the smart home: Perspectives on enabling technologies and consumer behavior. *Proceedings of the IEEE*, 101(11):2397–2408, Nov 2013. doi:10.1109/JPROC.2013.2270172.
- [96] F. Bliman, A. Ferragut, and F. Paganini. Controlling aggregates of deferrable loads for power system regulation. In *2015 American Control Conference (ACC)*, pages 2335–2340, July 2015. doi:10.1109/ACC.2015.7171081.
- [97] Pedrassa. Improved energy services provision through the intelligent control of distributed energy resources. 2009.
- [98] Attilio Meucci. *Risk and asset allocation*. Springer Science & Business Media, 2009.
- [99] Michael R Wagner, Joy Bhadury, and Steve Peng. Risk management in uncapacitated facility location models with random demands. *Computers & Operations Research*, 36(4):1002–1011, 2009.
- [100] ULTRALIFE Beck Elektronik. Li-ion vs. lead acid, 2017. Disponible en <https://www.beck-elektronik.de/uploads/media/lithium-ion-vs-lead-acid.pdf>.
- [101] National Renewable Energy Laboratory. U.s. department of energy: Commercial reference building models of the national building stock, 2011.
- [102] Violi A Triki C. Dynamic pricing of electricity in retail markets. *Quart J Oper Res* 7(1):21–36, 2009.
- [103] Ahmad Faruqui and Sanem Sergici. Household response to dynamic pricing of electricity - a survey of the experimental evidence. *Harvard*, 2009.
- [104] Energy Cooperative of America. Disponible en <http://www.ecamerica.org/>.

Referencias

- [105] DR program CPS Energy en San Antonio. Disponible en <https://www.cpsenergy.com/es>.
- [106] directenergy. directenergy. Disponible en <https://www.directenergy.com>.
- [107] S. Montes de Oca, P. Belzarena, and P. Monzón. Optimal demand response based on time-correlated utility in forward power markets. In *IEEE PES, ISGT LATAM*, 2015.
- [108] Xiaorang Xie Chi-Cheng Chu Wenbo Shi, Na Li and Rajit Gadh. Optimar residential demand response in distribution networks. In *IEEE Journal on Selected Areas in Comm, Vol. 32*, July 2014.
- [109] National Institute of Standard and NIST Technology. Framework and road-map for smart grid interoperability standards, release 3.0, 2016.
- [110] U. Topcu L. Gan, N. Li and S. Low. Optimal power flow in distribution networks. In *in Proc. IEEE CDC, Florence, Italy*, Dec 2013.
- [111] L.Chen N. Li and S. Low. Exact convex relaxaction of opf for radial networks using branch flow model. In *IEEE SmartGridComm, Tainan, Taiwan*, Nov 2012.
- [112] S Boyd H. Lebret M. Lobo, L Vandenberghe. Applications of second-order cone programming. In *Linear Algebra and its Applications, Elsevier*, 1998.
- [113] Ingrida Steponavice Stephen Frank and Steven Rebennack. Optimal power flow: a bibliographic survey. In *Energy Systems*,, volume Volume 3, Issue 3,, page pp 221–258, 2012. Disponible en <http://dx.doi.org/10.1007/s12667-012-0056-y>, doi:10.1007/s12667-012-0056-y.
- [114] J Carpentier. Contribution a l’etude du dispatching economique. In *Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens*, 1962. Disponible en 1962.
- [115] Ingrida Steponavice Stephen Frank and Steffen Rebennack. Optimal power flow: a bibliographic survey, i: formulations and deterministic methods. In *Energy Systems*, 3:221–258, Sep. 2012.
- [116] Stephen Frank, Ingrida Steponavice, and Steffen Rebennack. Optimal power flow: a bibliographic survey ii. *Energy Systems*, 3(3):259–289, Sep 2012. Disponible en <http://dx.doi.org/10.1007/s12667-012-0057-x>, doi:10.1007/s12667-012-0057-x.
- [117] Jorge Jardim Brian Stott and Ongun Alsac. Dc power flow revisited. In *Power Systems, IEEE Transactions on*, 24(3):1290–1300, 2009.
- [118] Mesut E Baran and Felix F Wu. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. In *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 4(1):725–734, 1989.

- [119] F. Alizadeh and D. Goldfarb. Second-order cone programming. In *Mathematical Programming*, 2003. Disponible en <http://dx.doi.org/10.1007/s10107-002-0339-5>.
- [120] Jos F. Sturm. Implementation of interior point methods for mixed semi-definite and second order cone optimization problems. In *Department of Econometrics, Tilburg University, The Netherlands.*, August 2, 2002.
- [121] W. Kresting. Radial distribution test feeders. In *IEEE PES, Columbus, OH, USA, 2012*.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de tablas

5.1. Notación	103
-------------------------	-----

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de figuras

1.1. Paradigma de smart grid [20].	3
2.1. Energía accesible, eficiente y sostenible [3]	8
2.2. Sistema de etiquetado energético Uruguay [35].	10
2.3. Cadena de valor del sector eléctrico en presencia de <i>prosumer</i> [22].	11
2.4. Estructura de empresa vertical a una estructura horizontal basada en servicios [41].	13
2.5. Modelo descentralizado de transacciones entre <i>prosumer</i> y provee- dores mediante sistema blockchain [46].	15
2.6. Etapas del sector eléctrico [49].	16
2.7. Grado de liberalización del mercado eléctrico [50].	17
2.8. Mercados mayoristas y minoristas [53]	18
2.9. Esquema del mercado clásico tipo <i>Pool</i> [55].	20
2.10. Ejemplo de costos marginales de operación para distintas tecno- logías [51].	22
2.11. Ej. de un mercados de Subastas	23
2.12. Modificación del perfil de consumo en usuarios finales [60].	24
2.13. Balance entre Demanda y Generación [58].	25
2.14. Modelo de reestructuración del mercado minorista e introducción de competencia mediante generadores privados sin fines de lucro (IPP) [50].	28
2.15. Ejemplo DRM en ISO-New England 2010 [65]	30
2.16. Penetración de renovables en el mercado de generación (ADME año 2016) [15]	36
2.17. Potencia eólica instalada y modalidad de inserción en el mercado mayorista (año 2016) [15]	36
2.18. Nuevas posibilidades de mercados con la flexibilidad adquirida por los <i>prosumers</i> [68].	39
2.19. enfoques de arquitecturas para Microgrids y VPP para la gestión de las DER [69]	40
3.1. Ejemplos de un dominio y una función convexa.	46
3.2. Ejemplo de una descomposición jerárquica tipo primal/dual.	50
3.3. Representación de un caso general	54
4.1. Flexibilidad en la demanda [16].	58

Índice de figuras

4.2. Integrantes del Mercado Eléctrico	60
4.3. Modelo de tarifa fija tradicional	60
4.4. Proyecciones de Penetración y utilidades de Auto-Generación	62
4.5. Despliegue anual de almacenamiento de energía previsto a nivel residencial en los mercados mundiales [91]	64
4.6. PVPC-españa [63]	65
4.7. Casa Inteligente (U.S. Department of Energy) [95]	67
4.8. Comercializadoras como nexo entre mercado mayorista y minorista. [53]	68
4.9. Comparación entre la eficiencia de diferentes tecnologías de baterías de carácter residencial [100].	73
4.10. Descomposición dual del problema de maximización del bienestar social en subproblemas y descentralizado.	79
4.11. Temperatura exterior estimada para el día de operación.	80
4.12. Demanda media de cargas no planificables o diferibles en el tiempo para usuarios residenciales y comerciales.	81
4.13. Dinámica de las señales de control y duales en el problema de optimización DRM.	82
4.14. Perfil de temperaturas de algunos usuario residenciales característicos.	83
4.15. Perfil de temperaturas de algunos usuario residenciales característicos.	83
4.16. Planificación carga/descarga del ESS.	84
4.17. Efecto en el costo de operación la introducción de automatismo en los usuarios.	84
4.18. Costos y utilidades del sistema.	85
5.1. Esquema del flujo de información y el flujo energía en el sector eléctrico [109]	89
5.2. Modelo de flujo por las líneas BFM	94
5.3. Relajaciones para resolución BFM mediante programación SOC	96
5.4. Información intercambiada entre el DSO , las comercializadoras (LSE) sus respectivos clientes residenciales.	98
5.5. Comparación entre la eficiencia de diferentes tecnologías de baterías de carácter residencial [100].	100
5.6. Descomposición dual del problema de maximización del bienestar social en subproblemas distribuidos.	111
5.7. Temperatura exterior estimada para el día de operación.	112
5.8. Demanda media de cargas no planificables o diferibles en el tiempo para usuarios residenciales y comerciales.	113
5.9. Dinámica de precios duales σ	115
5.10. Dinámica de precios duales μ_i	115
5.11. Dinámica del vector de reserva de potencia.	116
5.12. Error nominal en nodos.	116
5.13. Efectos de la planificación de la capacidad del ESS.	117
5.14. Precio marginal para cada bus del sistema en $t = 10$	118
5.15. Precio marginal local para algunos nodos del sistema para cada instante de tiempo del día de operación.. . . .	118

Esta es la última página.
Compilado el lunes 30 octubre, 2017.
<http://ie.fing.edu.uy/>