



Escola Universitària d'Enginyeria
Tècnica Industrial de Barcelona
Consorci Escola Industrial de Barcelona

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA

Volumen I:

MEMORIA

VIRTUAL POWER PLANTS

TFG presentado para optar al título de GRADO en
INGENIERÍA DE LA ENERGÍA
por **Alejandro Montes Ruiz**

Barcelona, 13 de enero de 2015

Director: Roberto Villafila Robles
Departamento de Ingeniería Eléctrica (EE)
Universitat Politècnica de Catalunya (UPC)

ÍNDICE MEMORIA

ÍNDICE MEMORIA	iv
ÍNDICE FIGURAS	v
ÍNDICE TABLAS	vii
RESUMEN	ix
ABSTRACT	ix
AGRADECIMIENTOS	xi
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1 Motivación: Evolución del sistema eléctrico	1
1.2 Objetivos y alcance	3
CAPÍTULO 2: EL CONCEPTO DE VIRTUAL POWER PLANT	5
2.1 Smart grids y VPP	5
2.2 Definición de Virtual Power Plant	7
2.3 Categorización del concepto de Virtual Power Plant	11
2.3.1 Según el propósito de la agregación	11
2.3.2 Según la escala geográfica	15
2.3.3 Según la arquitectura de control	18
2.4 Elementos de una Virtual Power Plant	19
2.4.1 Generación distribuida (DG)	19
2.4.2 Sistemas de almacenamiento de energía (ESS)	20
2.4.3 Gestión de la demanda (DSM)	29
2.4.4 Vehículo eléctrico (EV)	32
2.5 Beneficios de la agregación en VPP	33
2.5.1 Servicios auxiliares	35
CAPÍTULO 3: ESTADO DEL ARTE	39
3.1 Modelos de microrredes y algoritmos de gestión	39
3.2 Modelos de VPP y algoritmos de gestión	41
3.3 Tecnologías de la Información y la Comunicación	44
3.4 Beneficios económicos	48

3.5	Proyectos destacados	49
3.6	Investigación futura	51
CAPÍTULO 4: DEFINICIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO		53
4.1	Definición de los sistemas LVPP considerados	54
4.2	Casos de estudio	58
4.2.1	Feed-in Tariff	59
4.2.2	Balance neto	60
4.2.3	Agregación como VPP con acceso al mercado eléctrico	61
4.3	Consideración de las variables aleatorias	61
4.3.1	Modelo de programación estocástica	62
4.3.2	Modelo de programación determinista	63
CAPÍTULO 5: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN		65
5.1	Datos de entrada	65
5.1.1	Sets	66
5.1.2	Parámetros	66
5.1.3	Variables	69
5.2	Restricciones	71
5.2.1	Caso de estudio 1: Marco FiT	71
5.2.2	Caso de estudio 2: Marco Balance neto	76
5.2.3	Caso de estudio 3: Marco LVPP	78
5.2.4	Caso de estudio 4: Marco LSVPP	80
5.2.5	Caso de estudio 5: Marco LSVPP con predicción exacta	84
5.2.6	Función objetivo	84
CAPÍTULO 6: RESULTADOS OBTENIDOS		85
6.1	Resultados de los algoritmos	85
6.2	Comparación entre los casos de estudio 1, 2 y 3	87
6.3	Comparación entre los casos de estudio 3, 4 y 5	92
CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO		95
7.1	Aportaciones y conclusiones del estudio	95
7.2	Propuesta de trabajo futuro	97
PRESUPUESTO		99
BIBLIOGRAFÍA		106

ÍNDICE FIGURAS

1.1 Evolución de las capacidades relativas de generación de las redes eléctricas.	2
2.1 Estructura de una VPP.	11
2.2 Datos de entrada y salida de la actividad asociada a una CVPP. . . .	12
2.3 Arquitectura de la MBVPP.	13
2.4 Datos de entrada y salida de la actividad asociada a una TVPP. . . .	14
2.5 Estructura del sistema MASGriP combinado con MASCEM.	15
2.6 Arquitectura de un sistema LSVPP	16
2.7 Estructura de un sistema LSVPP.	18
2.8 Elementos de un sistema de hidrógenos integrado en edificio.	24
2.9 Sistemas de almacenamiento según su campo de aplicación.	26
2.10Tiempo de descarga de los diferentes sistemas de almacenamiento según su potencia nominal.	27
2.11Programas DSM.	31
3.1 Estructura de una VPP individual.	44
3.2 Zonas de aplicación de los estándares CIM e IEC 61850 en el modelo SGAM.	45
3.3 Arquitectura de una VPP propuesta en el proyecto FENIX.	46
3.4 Estructura de MAS basado en VPP.	47
4.1 Estructura de una LVPP en los casos de estudio.	57
4.2 Diagrama de casos de estudio y modelos utilizados. Fuente: Elaboración propia.	59
4.3 Diagrama de flujo del algoritmo propuesto según el caso de estudio. Fuente: Elaboración propia	63
6.1 Coste de la electricidad comerciada en el PCC para el sistema LVPP3 en los casos 2, 3.1 y 3.2. Fuente: Elaboración propia.	89
6.2 Coste de la electricidad comerciada en el PCC para el sistema LVPP8 en los casos 2, 3.1 y 3.2. Fuente: Elaboración propia.	89

6.3 Coste de la electricidad comerciada en el PCC para el sistema LVPP12 en los casos 2, 3.1 y 3.2. Fuente: Elaboración propia.	90
6.4 Electricidad comprada a la red para el sistema LVPP3 en los casos 2, 3.1 y 3.2. Fuente: Elaboración propia.	90
6.5 Electricidad comprada a la red para el sistema LVPP8 en los casos 2, 3.1 y 3.2. Fuente: Elaboración propia.	91
6.6 Electricidad comprada a la red para el sistema LVPP12 en los casos 2, 3.1 y 3.2. Fuente: Elaboración propia.	91
6.7 Diferencia de costes totales horarios entre el caso 4.1 y el caso 3.1. Fuente: Elaboración propia.	93
6.8 Diferencia de costes totales horarios entre el caso 4.1 y el caso 5. Fuente: Elaboración propia.	93
6.9 Flujo de potencia en el PCC en los casos 4.1 y 5. Fuente: Elaboración propia.	94

ÍNDICE TABLAS

2.1 Características de los diferentes conceptos de innovación en smart grids.	6
2.2 Tipos de relaciones entre unidades de energía distribuida y agregadores comerciales.	9
2.3 Agentes implicados en la operación de la LVPP y sus requisitos. . . .	17
2.4 Tipos de pilas de combustible y características principales.	23
2.5 Capacidades tecnológicas de las unidades DER	36
4.1 Elementos considerados en los sistemas LVPP. Fuente: Elaboración propia.	54
4.2 Dimensión de los elementos de las LVPP. Fuente: Elaboración propia.	56
4.3 Dimensión de los elementos de las LVPP. Fuente: Elaboración propia.	56
4.4 Tarifas eléctricas contratadas y términos característicos.	58
5.1 Dimensión de las variables.	72
6.1 Recursos utilizados para resolver el problema	86
6.2 Solución por defecto de los problemas desagregados.	86
6.3 Solución por defecto de los problemas agregados.	87
6.4 Solución óptima de los problemas desagregados.	87
6.5 Solución óptima de los problemas agregados. Fuente: Elaboración propia.	88
6.6 Diferencia de costes entre los casos 4.1 y 3.1	92
6.7 Diferencia de costes entre los casos 4.1 y 5	94
7.1 Desglose del presupuesto.	99

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo determinar posibles beneficios de la agregación de unidades de energía distribuida controlables en Virtual Power Plants (VPP). Se diseñan y se implementan con el programa GAMS® los modelos de programación utilizados para optimizar la operación de una agregación de sistemas VPP en diversos escenarios.

En la primera parte del trabajo se expone una introducción teórica de las Virtual Power Plants y sus elementos asociados: unidades de generación distribuida, sistemas de almacenamiento y técnicas de gestión de la demanda, lo que permite destacar los beneficios que produce la agregación. En la segunda parte, se realiza un estudio del estado del arte de la tecnología, exponiendo los casos más destacados respecto a modelos de gestión, con el objetivo de identificar los principales retos y localizar puntos que puedan ser mejorados con la propuesta de un nuevo algoritmo de operación.

Finalmente, se desarrollan los algoritmos para determinar la operación óptima de sistemas VPP en varios casos de estudio. Los casos de estudio se diferencian por la política energética aplicada para favorecer la integración de recursos renovables en las redes de distribución: Feed-in Tariff, balance neto y agregación como Virtual Power Plant a gran escala.

La comparación de los resultados obtenidos para un escenario particular definido permite destacar cual de las estrategias sería más beneficiosa económicamente desde el punto de vista del prosumidor, y, por tanto, más favorecedora para integrar generación distribuida mediante recursos renovables.

ABSTRACT

The aim of this thesis is to determine possible benefits of aggregating controllable distributed energy units in Virtual Power Plants (VPP). The implementation of the programming models used to optimize the operation of VPP system aggregation in a variety of scenarios was done with the GAMS® software.

The first part of the project focuses on introducing the VPP concept and its associated elements -- distributed generation units, energy storage systems and demand-side management -- while highlighting the possible benefits. At the second part, the state of the art is analysed with the goal of identifying topics that could be studied and improved. The focus is on management models and the main challenges that the technology must face before. Finally, algorithms are developed to determine the optimal operation of VPP systems in several cases studies. The case studies are differentiated by the energy policies applied to integrate renewable energy sources in the distribution grids: Feed-in Tariff, net metering and aggregation, such as large scale VPP.

Results of the case studies allow highlighting which strategy would be more profitable from the prosumer economical standpoint and, therefore, to determine which strategy could be more favourable to integrate distributed generation with renewable resources.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer este proyecto a Pol Olivella y a Roberto Villafáfila por darme la oportunidad de poder comenzar y orientarme a lo largo de toda su realización. Además, agradezco a mis compañeros de CITCEA-UPC toda su ayuda, especialmente a Mónica Aragües y Guillem Viñals, por su apoyo durante mi formación con el software GAMS.

Por otra parte, quiero agradecer gran parte de este trabajo a mi familia, por animarme a lo largo de toda mi vida y apoyarme en mis estudios.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación: Evolución del sistema eléctrico

La energía es el pilar fundamental de la civilización, siendo la electricidad el elemento clave de su desarrollo. Desde la aparición de las primeras redes eléctricas el desarrollo de su tecnología y funcionamiento ha evolucionado junto a las necesidades de la sociedad, destacando a lo largo de este período diversas innovaciones que han provocado cambios relevantes en el modo de operación de los sistemas eléctricos. Junto al crecimiento energético, el sentimiento de alcanzar un desarrollo sostenible ha impulsado la investigación en nuevas estructuras y modos de operación de las redes eléctricas. Es en este contexto donde surge el concepto de Virtual Power Plant (VPP).

Las primeras redes eléctricas de distribución, que surgieron en el periodo comprendido entre 1870 y 1885, estaban formadas por generación distribuida a pequeña escala, tales como pequeñas centrales hidroeléctricas y térmicas con capacidades inferiores a 100 kW.

Con la invención del alternador en 1884 por Nikola Tesla comenzó el desarrollo de redes eléctricas de gran extensión en corriente alterna. De este modo, durante el siglo XX comenzaron a surgir grandes centrales de potencia que generaban la electricidad necesaria para abastecer las cargas de la red. La estructura del sistema eléctrico se transformó a un sistema centralizado y unidireccional donde la electricidad generada en las grandes centrales eléctricas (nucleares, térmicas e hidráulicas) era transmitida a lo largo de todo el territorio mediante cables de alta tensión en corriente alterna. La red de transporte alimentaba las redes de distribución, con menor nivel de tensión, para finalmente entregar la electricidad a los consumidores.

La investigación en recursos energéticos alcanzó un punto crítico con el desarrollo de los generadores de energía renovable, destacando el aprovechamiento de los recursos eólico y solar. La concienciación en la necesidad de alcanzar un desarrollo sostenible y disminuir la contaminación producida por la generación de electricidad, entre otros factores, produjo una serie de medidas en el continente

europeo con la intención de fomentar el desarrollo y la aplicación de las tecnologías de energía renovable. Debido a estos sucesos, a finales del siglo XX se comenzaron a instalar pequeños generadores de energía renovable en las redes de distribución.

El incremento de la generación distribuida, respecto a la cantidad de dispositivos y la potencia instalada, preocupó a los operadores de la red eléctrica en cuanto a seguridad de suministro y calidad de la energía eléctrica debido a las características especiales relacionadas con este tipo de recurso. En el futuro está previsto un incremento de generación distribuida para poder alcanzar los objetivos de eficiencia energética, emisiones de CO₂ y generación con energía renovable propuestos por el plan 20-20-20 de la Comisión Europea "The 2020 climate and energy package" (Commission 2014).

Una de las medidas propuestas para la integración de energías renovables en las redes de distribución sin ocasionar ello un incorrecto funcionamiento del sistema es la agregación de los recursos de energía distribuida (generadores y sistemas de almacenamiento) que pertenezcan a un mismo territorio, formando una microrred dentro del sistema global. Tal microrred sería capaz de operar aislada o conectada a la red eléctrica general. El concepto de microrred es posible debido al gran desarrollo en las tecnologías de la información y la comunicación (TIC), el cual ha permitido un gran avance en el control y monitorización de las redes eléctricas, permitiendo la aparición de las redes inteligentes. La transformación de la red eléctrica prevista para el futuro se puede apreciar en la figura 1.1, en cuanto a capacidad relativa de generación eléctrica.

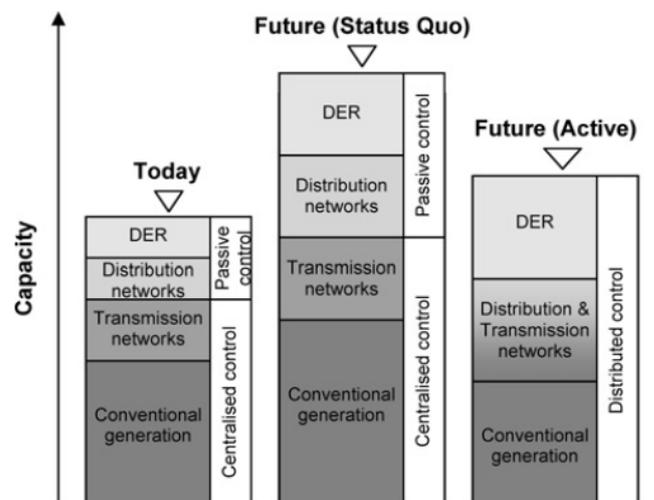


Figura 1.1: Evolución de las capacidades relativas de generación de las redes eléctricas.

Fuente: (Pudjianto, Ramsay, and Strbac 2007).

Como se observa en la figura, el objetivo es transformar el actual sistema de control centralizado y pasivo por uno nuevo fundamentado en el control distribuido y activo de los elementos, logrando una disminución del incremento de capacidad energética necesaria. La clave para conseguir esta transformación radica en la implantación de redes inteligentes en las redes de distribución, sabiendo que el desarrollo de las redes inteligentes y de sus elementos implica

una mayor investigación sobre las tecnologías de la información y la comunicación y su implementación. Dentro del estudio de redes inteligentes, y debido a las diferentes necesidades que han ido apareciendo en la sociedad, surge el concepto de Virtual Power Plant.

1.2 Objetivos y alcance

El objetivo del presente estudio es analizar el concepto de Virtual Power Plant para determinar sus principales características y los beneficios que puede proporcionar su implementación en la red eléctrica. Para ello se realiza un estudio del estado del arte a través de las publicaciones científicas y proyectos existentes. Tras realizar el análisis del estado del arte se propone un estudio acerca de los beneficios económicos que puede proporcionar la agregación de elementos en VPP a los consumidores. Para ello, se propone implementar modelos de programación estocástica y determinista con GAMS[®] para simular la operación de una VPP en cinco casos de estudio teóricos.

El objetivo del modelo de gestión energética es maximizar el beneficio económico de la operación de la Virtual Power Plant sin tener en cuenta las restricciones técnicas de la red y considerando únicamente la participación en el mercado diario teniendo en cuenta el coste de los desvíos producidos.

CAPÍTULO 2:

EL CONCEPTO DE VIRTUAL POWER PLANT

2.1 Smart grids y VPP

La investigación y el desarrollo de redes inteligentes (*smart grids* en inglés) es de vital importancia para lograr la red eléctrica del futuro, la cual se caracteriza por impulsar el desarrollo sostenible integrando fuentes de energía renovables, la presencia del vehículo eléctrico y sistemas de almacenamiento y gestión de la demanda eficientes. Los retos tecnológicos, regulatorios y económicos y las principales áreas de investigación se resumen en el documento "SmartGrids SRA 2035"(SmartGrids 2012).

La definición que utiliza el documento (SmartGrids 2012) para red inteligente se traduce como "red eléctrica que puede integrar, de manera inteligente, las acciones de todos los usuarios conectados a ella (productores, consumidores y prosumidores) para proporcionar eficientemente electricidad de forma sostenible, económica y segura". También expone que el desarrollo de redes inteligentes debe incluir los factores tecnológicos, las consideraciones comerciales y mercantiles, el impacto medioambiental, el marco regulatorio, el uso de estandarización, la aplicación de las TIC, los requisitos de la sociedad, la legislación gubernamental y la estrategia de transición.

La asociación IEEE está investigando y desarrollando la estandarización para los elementos que integran el concepto de red inteligente. IEEE propone la siguiente definición de red inteligente: "Integración de las tecnologías de la energía, la comunicación y la información para una infraestructura de energía eléctrica mejorada que ofrece suministro a las cargas mientras proporciona una evolución continua de las aplicaciones de uso final" (IEEE 2011).

Desde el punto de vista de la implementación de redes inteligentes, existen diversas propuestas. En la tabla 2.1 se resumen las diferencias más destacadas entre los principales conceptos innovadores en redes inteligentes.

Tabla 2.1: Características de los diferentes conceptos de innovación en smart grids. Fuente: (Olejniczak 2011)

	Redes inteligentes	VPP	Microrredes
Objetivo	Reorientación de la infraestructura energética	Control y operación optimizada de DER	Integración de DER en la red
Escala geográfica	Sin restricción	Sin restricción	Pequeña, local
Operación	EMS (central y/o local)	EMS (central y/o local)	Centro de control, autónomo o conectado a la red
Arquitectura	Flujo de potencia, infraestructura TIC	Flujo de potencia, infraestructura TIC, mercado	Flujo de potencia, infraestructura TIC
Escala de tiempo	Corta (<10 años)	Corta (<10 años)	Corta (<10 años)
Enfoque	Aplicación práctica	Aplicación práctica	Aplicación práctica
Elementos principales	DG, programas DR, ESS, TIC	DG, programas DR, ESS, TIC, interacción con mercados eléctricos	DG, gestión de la demanda, ESS

	Sistemas de energía integrados	Centros de energía
Objetivo	Integración de DG con tecnologías térmicas activas	Integración de múltiples vectores energéticos
Escala geográfica	Edificio	Sin restricción
Operación	EMS local	Operación centralizada
Arquitectura	Flujo de potencia, infraestructura TIC	Flujo de potencia
Escala de tiempo	Corta (<10 años)	Larga (>30 años)
Enfoque	Aplicación en laboratorio	Modelos entrada-salida
Elementos principales	Eficiencia energética, gestión de la demanda, sustitución de combustibles, generación basada en el consumidor	Generadores, conexiones directas, convertidores, ESS

Como se puede observar en la tabla 2.1, el concepto de Virtual Power Plant (VPP) abarca todas las características fundamentales de una red inteligente e incluye la interacción con los mercados eléctricos. Por esta razón se considera la solución más óptima para la implementación de redes inteligentes en las redes eléctricas.

Se presenta la definición de microrred, debido a su semejanza y su confusión con el concepto VPP. Se conoce como microrred al "conjunto de micro-recursos, sistemas de almacenamiento y cargas que se presenta a sí mismo a la red como una entidad singular que puede responder a señales de control centralizadas. Las microrredes tienen un sistema de gestión interno de energía con objetivos específicos, límites técnicos propios y parámetros de calidad. Por tanto, desde el punto de vista del sistema eléctrico global, las microrredes son agentes que pueden consumir o suministrar energía a la red principal" (Oliveira and Pinto 2012). Más adelante, se presentarán las principales diferencias entre VPP y microrred, en la sección 2.2.

En el documento (Olejniczak 2011), además de ofrecer aclaración acerca de las diferencias entre los conceptos de redes inteligentes, se definen los principales tipos de generación distribuida (*distributed generation*, DG) en los Países Bajos: cogeneración, hidroeléctricas de pequeño tamaño, fotovoltaica, eólica y pilas de combustible; define el entorno técnico y regulatorio y las barreras tecnológicas, económicas y regulatorias en los Países Bajos; y concluye con la exposición de diversos estudios de actuación de VPP en Europa y Estados Unidos: FENIX, RWE Energy/Siemens VPP, DeMoTecVPP y GasUnie Micro-CHP VPP.

Por último, cabe destacar que el concepto de VPP y su relación con el mercado eléctrico está propuesto como uno de los principales temas de investigación por la *European Technology Platform SmartGrids*.

2.2 Definición de Virtual Power Plant

Existen multitud de estudios que dan una definición concreta al concepto de VPP. En el proyecto Virtual Fuel Cell Power Plant, financiado por la Comisión Europea en 2001, aparece el primer concepto relativo a VPP: "grupo de micro-CHP descentralizado, interconectado y residencial, que usa la tecnología de la pila de combustible, y se instala en viviendas multifamiliares, pequeñas empresas, instalaciones públicas, etc... para calefacción, refrigeración y producción eléctrica. Con control central y conectados a la red, estos elementos contribuyen a abastecer los picos de demanda de energía en la red pública como una Virtual Power Plant" (Energinet 2012). Esta definición está lejos de abarcar lo que representa una VPP actualmente.

Posteriormente, diferentes estudios (Pudjianto, Ramsay, and Strbac 2007; Olejniczak 2011; Braun 2008; Lundkvist 2013; El-bakari 2012; El Bakari and Kling 2011; Giuntoli and Poli 2013; Kieny et al. 2009; Corera et al. 2009) han propuesto nuevas definiciones para el concepto, en ocasiones utilizando terminologías distintas e induciendo a confusión, en lugar de esclarecerlo.

(Olejniczak 2011) expone y analiza diferentes definiciones que se han propuesto en la literatura existente, destacando (Bayod-Rújula 2009; Asmus 2010).

(Bayod-Rújula 2009) define la VPP como “un nuevo modelo de infraestructura de la energía que consiste en la integración de diferentes tipos de unidades de DG en una red de generación de energía (eléctrica y térmica) controlado por un sistema central de gestión de la energía (*Energy Management System, EMS*)”. En el modelo propuesto las unidades de generación distribuida se combinan con depósitos de almacenamiento térmico para formar agregaciones, que son controladas por estaciones de gestión local (*Local Management Stations, LMS*), los cuales a su vez comparten información con el EMS. La demanda térmica de la agregación se suministra localmente y la energía eléctrica se distribuye a lo largo de la red. Las ventajas que ofrece el modelo son optimización del uso de la infraestructura de la red, incremento de la seguridad de suministro eléctrico, elevada integración de fuentes de energía renovables (*Renewable Energy Sources, RES*) y DG, y capacidad para responder rápidamente ante cambios en la demanda.

(Asmus 2010) define la VPP como “la capacidad de agregar la producción de energía de un grupo de DG conectados a la red mediante tecnología smart grid con un controlador central, para armonizar la generación con los perfiles individuales de demanda de los consumidores”. Además expone diversas diferencias entre el concepto VPP y el de microrred:

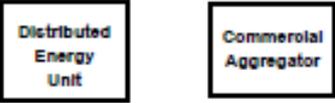
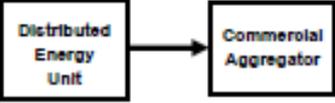
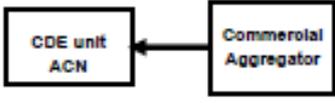
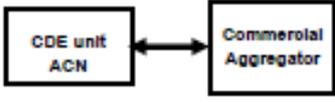
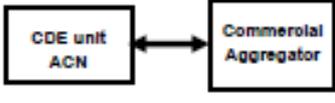
1. Las microrredes tiene la capacidad de operar aisladas de la red, mientras que las VPP no tienen esta capacidad.
2. Las microrredes necesitan algún tipo de sistema de almacenamiento, mientras que las VPP pueden o no integrarlo.
3. Las VPP tienen la capacidad de participar en los mercados eléctricos mayoristas, mientras que las microrredes no.
4. El desarrollo de las VPP depende del software, mientras que las microrredes dependen de innovaciones en hardware, como inversores.

(Braun 2008) introduce en la definición de VPP los conceptos de unidades de energía distribuidas y controlables (*Controllable Distributed Energy units, unidades CDE*) y redes de clientes activos (*Active Customer Network, ACN*): “una Virtual Power Plant es un sistema de información y comunicación que agrega unidades CDE o ACNs mediante control directo y centralizado”. Las unidades CDE abarcan las fuentes o cargas de energía eléctrica que se pueden conectar a la red de distribución y son capaces de controlar la potencia activa o reactiva. Por lo tanto, como ACN se entiende una red privada que agrega unidades CDE con la capacidad de controlar la potencia activa y reactiva en el punto de conexión.

Un análisis de las relaciones entre la unidades de generación y los sistemas de control expuesto por (Braun 2008) se presenta en la tabla 2.2. Las relaciones unidireccionales se corresponden con los mecanismos de monitorización inteligente y gestión de la demanda, los primeros pasos hacia la creación de una red inteligente. En cuanto a los sistemas bidireccionales, (Buchholz, Nestle, and Kiessling 2009) define el concepto de Interfaz de Gestión de Energía Bidireccional (*Bidirectional Energy Management Interface, BEMI*) como sistema que utiliza tarifas variables como control indirecto de las cargas de la red. La agregación de un gran número de BEMIs, la predicción del comportamiento de los consumidores

y el cálculo de los precios de venta de electricidad se ejecuta mediante un sistema informático operado por el DSO o por el suministrador de energía, denominado Pool-BEMI. Por otra parte, el concepto de VPP necesita de un control más centralizado de los componentes de la agregación, los cuales deben servir al objetivo común de la agregación.

Tabla 2.2: Tipos de relaciones entre unidades de energía distribuida y agregadores comerciales. Fuente: (Braun 2008)

Type of Relationship	Communication	Control Approach of the Aggregator
'No Integration'	No 	No
'Smart Metering'	Unidirectional 	No But information
'Variable Pricing'	Unidirectional 	No But incentives
'Pool-BEMI'	Bidirectional 	Incentive-based Indirect control
Virtual Power Plant (VPP)	Bidirectional 	Direct control

Otro estudio, (Lundkvist 2013), define la VPP como “un grupo de recursos de energía distribuidos (*Distributed Energy Resources*, DER) con control centralizado que participa en el mercado mayorista de electricidad como un generador individual”. En esta definición lo más importante es la capacidad de participación en el mercado de la electricidad.

(El-bakari 2012) presenta una definición parecida a la anterior: “una VPP es un sistema de control y gestión que agrega DER, incluyendo sistemas de almacenamiento y cargas ajustables, y se presenta como una entidad individual en el mercado eléctrico”. La principal función de la VPP es controlar el suministro y los flujos de energía eléctrica en la agregación y el intercambio con la red principal. El control activo se obtiene a través de infraestructura TIC, que

incluye dispositivos inteligentes, contadores inteligentes, conexiones por cable e inalámbricas, ordenadores de control central y aplicaciones de software basadas en sistemas multiagente (*Multi-Agent Systems, MAS*). (El Bakari and Kling 2011) propone la misma definición y añade que la agregación ofrece las posibilidades de representar a los propietarios de los DER en el mercado eléctrico, ofrecer servicios al operador de la red y equilibrar la generación con la demanda a nivel regional.

(Pudjianto, Ramsay, and Strbac 2007) propone el concepto VPP como alternativa al método *fit and forget* utilizado hasta ahora en la integración de DER en las redes de distribución: "una VPP es una agregación de DER (incluyendo cargas controlables), la cual obtiene visibilidad, controlabilidad y un impacto similar al de una central convencional conectada a la red". Así pues, se ofrece como alternativa a la tendencia de instalar RES en las redes de distribución sin preocuparse de su impacto y su controlabilidad desde el punto de vista del operador de la red.

(Giuntoli and Poli 2013) incluye en la agregación de VPP a las centrales de generación convencionales: "el concepto de VPP trata la gestión de todo tipo de generación distribuida, incluyendo RES, centrales de generación convencionales, cargas controlables y sistemas de almacenamiento de energía como una central de generación individual".

A continuación se presenta la definición propuesta por los investigadores participantes en el proyecto FENIX (FENIX), la cual parece abarcar con mayor exactitud el concepto: "Una Virtual Power Plant es una representación flexible de un conjunto de DER con la capacidad de establecer contratos con el mercado eléctrico y ofrecer servicios a los operadores de la red eléctrica"(Kieny et al. 2009; Corera et al. 2009).

Según el estándar IEEE 1547.3, la definición de DER abarca las tecnologías de generación y almacenamiento de energía, excluyendo las cargas distribuidas controlables. Puesto que las técnicas de gestión de la demanda pueden ser utilizadas por una VPP y tienen en cuenta las cargas controlables del sistema, se propone utilizar el concepto CDE explicado anteriormente en la definición.

Por último, es necesario hacer referencia al punto de conexión de la red VPP con la red general. Este punto se denomina Punto de Acoplamiento Común (*Point of Common Coupling, PCC*) y es la principal causa de que el operador del sistema pueda considerar a la agregación como una central de generación convencional. Esto se debe a que sólo existe un PCC para cada VPP, es decir, solamente hay un punto donde la VPP intercambie la energía eléctrica con la red general. La ubicación del PCC está siendo motivo de disparidad. Algunos estudios consideran que la VPP debe estar conectada a la red de transporte (Corera et al. 2009), mientras que otros defienden su conexión con la red de distribución (You, Træholt, and Poulsen 2009). En conclusión, la ubicación del punto de conexión de la VPP depende de su dimensión y, por tanto, ambos enfoques pueden considerarse válidos. La principal diferencia entre una VPP conectada a distribución y una VPP conectada al sistema de transporte se trata del diferente responsable en la instalación, mantenimiento y operación de la conexión, siendo el operador de la red de distribución (DSO) en el primer caso, o el operador de la red de transporte (TSO) en el segundo.

Por tanto, una VPP se define como una agregación de unidades CDE con control centralizado directo conectada con la red de distribución o transporte a través del PCC que es capaz de establecer contratos en el mercado eléctrico y/o ofrecer servicios a los operadores del sistema.

La estructura de una VPP se muestra en la figura 2.1, donde se puede apreciar claramente la semejanza entre el concepto VPP con una central de generación convencional, respecto al punto de vista del operador del sistema. En este caso, la VPP tiene el PCC en la red de transporte.

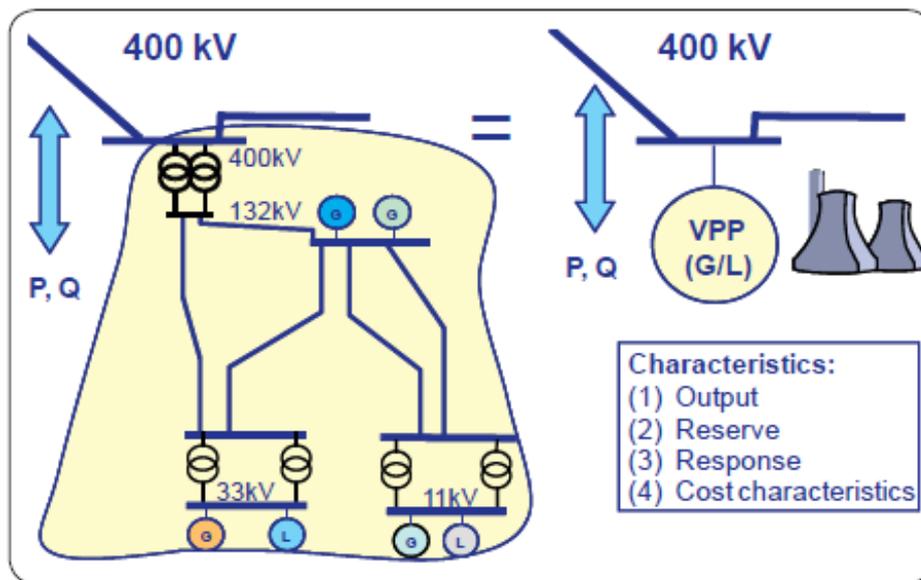


Figura 2.1: Estructura de una VPP. Fuente: (Corera et al. 2009)

2.3 Categorización del concepto de Virtual Power Plant

Como se ha podido comprobar, existen multitud de estudios y diferentes puntos de vista acerca del concepto de VPP. No es de extrañar que las características que presenten sean también dispares según la definición utilizada. En este capítulo se pretende clasificar el tipo de VPP según el propósito de la agregación, la escala geográfica y la arquitectura de control.

2.3.1 Según el propósito de la agregación

En la definición propuesta al final de la sección 2.2 se puede apreciar claramente que las VPP tienen dos funciones principales según el propósito de la agregación, distinguiéndose entre VPP Comerciales (*Commercial VPP*, CVPP) y VPP técnicas (*Technical VPP*, TVPP). Las CVPP enfocan su operación en la participación en el mercado eléctrico, comerciando con la producción y la demanda energética de sus componentes. Por otra parte, las TVPP tienen como objeto ofrecer servicios auxiliares al operador de la red de transporte para garantizar los niveles de tensión y frecuencia del sistema y asegurar la calidad del suministro (Corera

et al. 2009).

VPP Comerciales (CVPP)

Las VPP se diferencian de las microrredes, principalmente en la capacidad de acceder al mercado eléctrico. Además de representar a los propietarios de las CDE en el mercado eléctrico, las CVPP pueden equilibrar las carteras de negociación de sus elementos y proporcionar servicios que no requieren localización específica. Al representar a la agregación y comerciar como si fuera una central de generación convencional, la CVPP aumenta la visibilidad de los propietarios de CDE en los mercados de energía, reduce los riesgos de los propietarios respecto al acceso al mercado de forma individual, permite beneficiarse de la diversidad de recursos de energía y optimiza los beneficios económicos obtenidos.

Teóricamente, una CVPP puede agregar elementos repartidos extensamente a escala geográfica, pero existen restricciones respecto a la localización de los recursos utilizados en algunos mercados. En estos casos, los recursos pueden dividirse en agregaciones por localización, permitiendo a la CVPP representar diversas agregaciones (Corera et al. 2009). Según las funciones y las características mencionadas, una CVPP puede ser operada por un comercializador de energía eléctrica. Las entradas y salidas asociadas a la actividad de una CVPP se presentan en la figura 2.2.

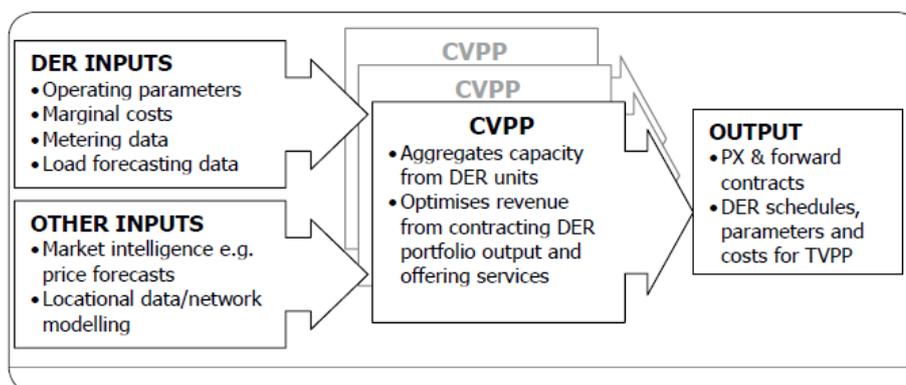


Figura 2.2: Datos de entrada y salida de la actividad asociada a una CVPP. Fuente: (Corera et al. 2009)

Respecto al tema de negociación de la CVPP con el mercado eléctrico, (Vale, Pinto, and Morais 2011) propone un mecanismo de negociación en el mercado eléctrico español para redes inteligentes, mediante la implantación de un simulador multiagente del mercado eléctrico denominado MASCEM (*Multi-Agent System for Competitive Electricity Markets*). Tras exponer los mercados con posibilidad de participación para VPPs, se propone la consideración de 3 niveles de negociación:

1. VPPO - VPPA. El primer nivel se caracteriza por una negociación interna entre cada operador de la VPP (VPPO) y sus miembros agregados (VPPA) considerando la generación predicha de todos los productores y sus propuestas de precios de transacción. En este nivel los objetivos de la VPP son: minimizar el coste de operación para suministrar todas las cargas

posibles, y aplicar los contratos establecidos entre los agentes agregados (productores y consumidores).

2. VPPO - VPPO. El segundo nivel tiene el objetivo de ajustar la generación y las necesidades de consumo que podrían no ser cubiertas dentro de la VPP. Los VPPO negocian entre ellos para conseguirlo.
3. VPPO - Mercado. El tercer nivel comprende las negociaciones en el mercado, donde los VPPO ofrecen sus ofertas y conseguir comprar o vender la energía que no han podido obtener o desprender en los niveles anteriores.

Para simular el comportamiento de los agentes en el mercado, se desarrolla el MAS denominado ALBidS (*Adaptive Learning Strategic Bidding System*). Este MAS permite a los agentes tener un comportamiento estratégico mediante la capacidad de analizar contextos de negociación. En el documento (Guedes et al. 2013), mediante la utilización del software MASCEM y ALBidS, se propone un método de optimización de la cartera del mercado considerando los diferentes tipos de mercados disponibles, los diferentes contextos de negociación como periodos de pico y valle, y el tipo de día.

Por último, el estudio (You, Træholt, and Poulsen 2009) introduce el concepto de VPP basada en el mercado (*Market Based VPP, MBVPP*), cuyo objetivo es ofrecer un mecanismo genérico que permita a los DER acceder al mercado diario. En la figura 2.3 se observan las relaciones que establece la MBVPP con los diferentes agentes que componen el sistema eléctrico.

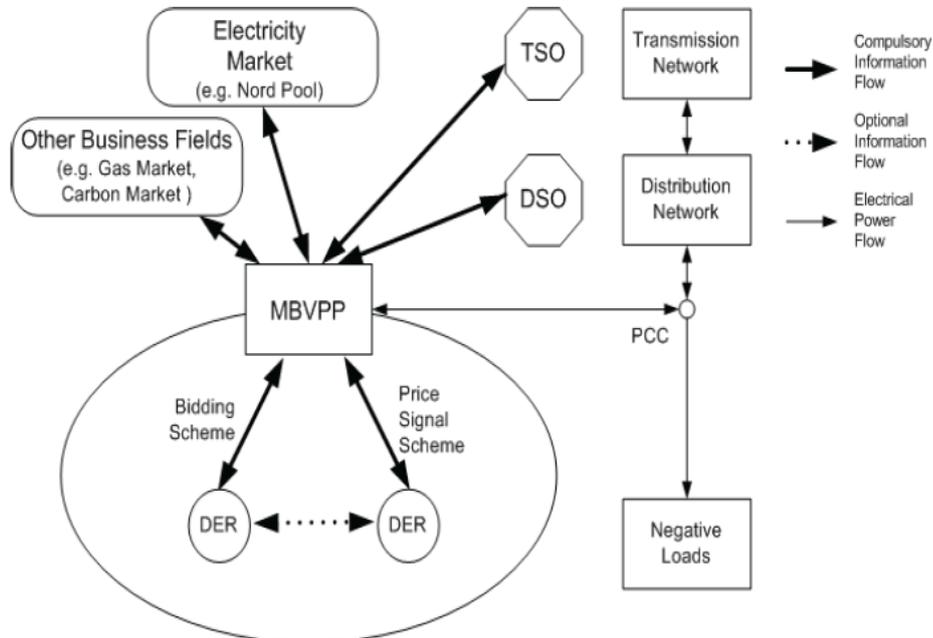


Figura 2.3: Arquitectura de la MBVPP. Fuente: (You, Træholt, and Poulsen 2009)

Como se puede observar en la figura 2.3, las relaciones permiten distinguir 3 niveles de negociación que se asemejan a los expuestos anteriormente por (Vale, Pinto, and Morais 2011). En este caso, (You, Træholt, and Poulsen 2009) propone relaciones de la MBVPP con el mercado eléctrico, con los elementos de la propia VPP mediante la gestión de un mercado interno, y relaciones con otro tipo de

negocios como los mercados de combustibles. Respecto al mercado interno, la MBVPP propone dos sistemas: tarifa general (*general bidding*), en la cual los DER reciben por su servicio el mismo precio que ofrece el mercado eléctrico; y control de tarifa (*price signal control*), donde el operador del MBVPP tiene control indirecto sobre los DER al poder variar el precio de oferta.

VPP Técnicas (TVPP)

La operación de la VPP no puede realizarse sin tener en cuenta las restricciones técnicas del sistema eléctrico. Por esta razón, existe la denominada TVPP. Una TVPP es, según (Corera et al. 2009), un tipo de VPP formada por DER en la misma localización geográfica cuyas funciones incluyen servicios auxiliares y de equilibrio y la gestión del sistema. En la figura 2.4 se presentan los datos que necesita la TVPP para realizar sus funciones. La TVPP obtiene de las CVPP los datos relativos a posiciones de operación, parámetros y costes de cada DER en la red; y utiliza información detallada de la red local. Puesto que el operador de la TVPP requiere información detallada de la red local, se propone que se encargue el DSO. Esta recomendación es doblemente fundada, puesto que la existencia, en ocasiones, del PCC en la red de distribución obliga al DSO a encargarse de las medidas de seguridad relativas a la conexión de la VPP.

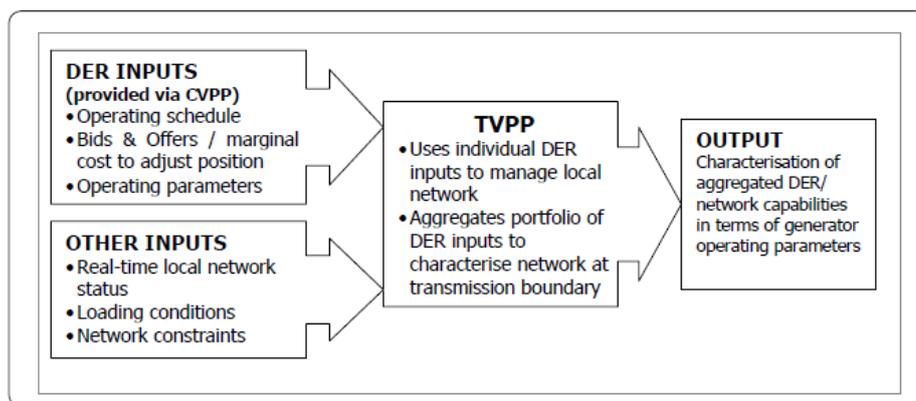


Figura 2.4: Datos de entrada y salida de la actividad asociada a una TVPP. Fuente: (Corera et al. 2009)

Así pues, los propietarios de unidades CDE podrán formar parte de CVPP y TVPP al mismo tiempo. Por lo tanto, el objetivo final es obtener una arquitectura de red que permita operar con las dos tipologías de VPP simultáneamente. Diversos estudios han tratado el tema y propuesto modelos de VPP considerando su operación desde el punto de vista técnico, estos estudios se detallan en la sección 3.2.

En cuanto a la combinación de ambas tipologías, (Oliveira and Pinto 2012) desarrolla una plataforma para simular la operación real de los agentes del sistema eléctrico: *Multi-Agent Smart Grid Simulation Platform* (MASGriP). Esta plataforma se combina con el sistema MASCEM para permitir la simulación de actividades económicas y técnicas de diversos agentes. El sistema MASGriP incluye herramientas para la integración de VPPO, redes inteligentes y microrredes, estableciendo una plataforma muy útil para el estudio de la

interacción de todos los elementos mencionados. La estructura del sistema combinado se presenta en la figura 2.5.

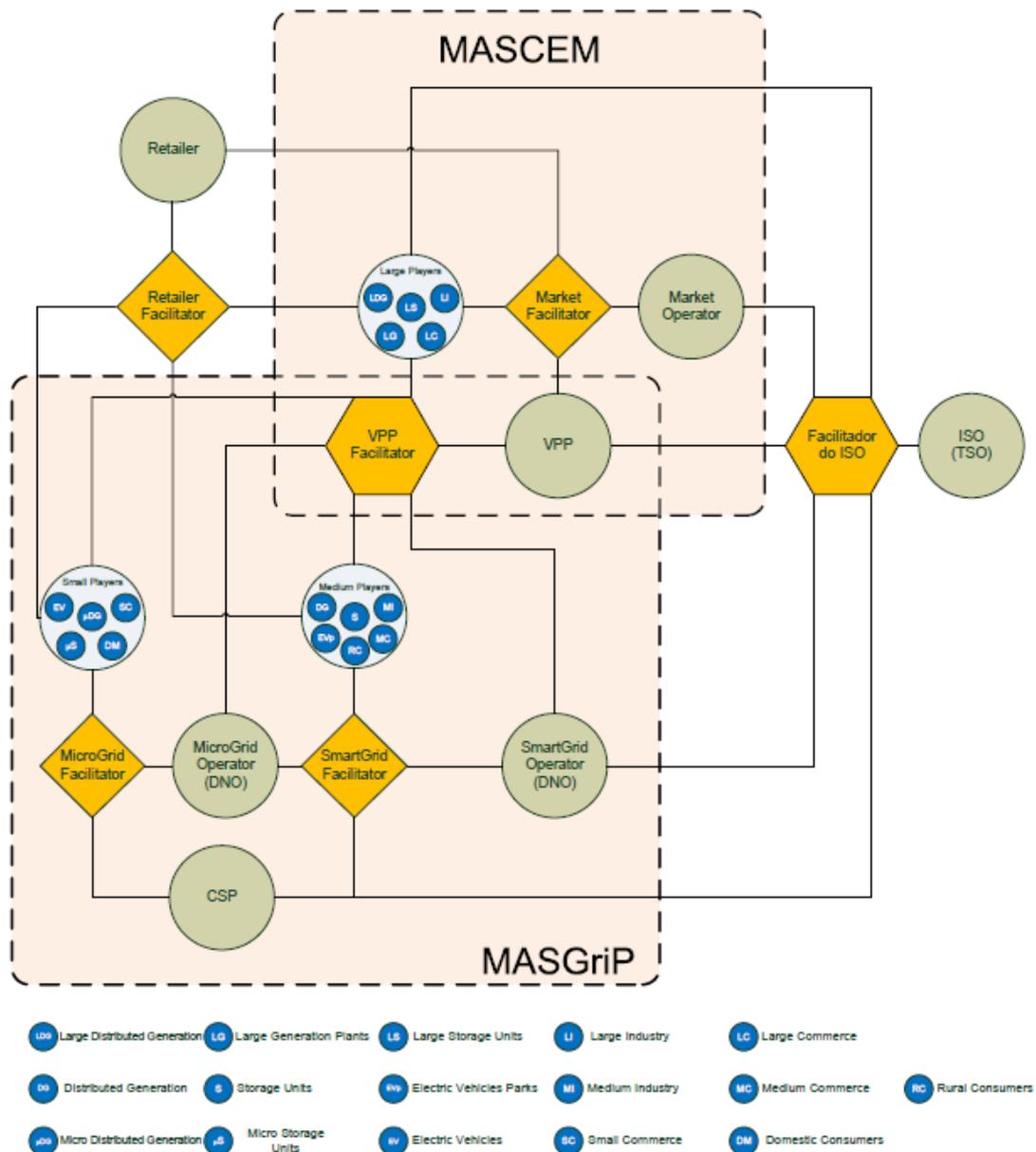


Figura 2.5: Estructura del sistema MASGriP combinado con MASCEM.
Fuente: (Oliveira and Pinto 2012)

2.3.2 Según la escala geográfica

Otro punto a tener en cuenta para comprender el concepto de VPP es la escala geográfica de la agregación. En el proyecto europeo CRISP (CRISP) se define la entidad formada por la agregación de diferentes VPP repartidas a lo largo de la red como VPP de Gran Escala (*Large Scale VPP, LSVPP*) (Schaeffer, Akkermans, and Karlsson 2006).

La clasificación propuesta en (El Bakari and Kling 2011), y utilizada en el estudio (El-bakari 2012), también hace referencia a la dimensión de la agregación.

En primer lugar se propone estudiar las funciones de una agregación de unidades

CDE a nivel local, lo que se denomina VPP local (*Local VPP*, LVPP). Tras este nivel de estudio se plantea asociar diversas LVPP a nivel regional, formando un VPP regional (*Regional VPP*, RVPP). Estos dos niveles de asociación son empleados por el DSO y los comercializadores. Por otra parte, la asociación de un grupo de RVPP puede realizarse para dar lugar a una LSVPP, cuyo objetivo es servir a los requisitos del TSO. Los diferentes niveles jerárquicos que ocupan los tipos de VPP se pueden apreciar en la figura 2.6.

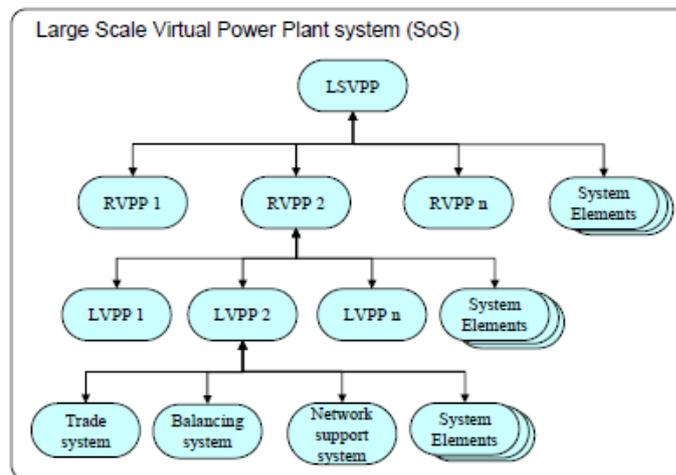


Figura 2.6: Arquitectura de un sistema LSVPP. Fuente: (El Bakari and Kling 2011)

Para conocer la estructura de las funciones de un sistema LVPP, es necesario conocer los requisitos de los agentes implicados en su operación. Estos se presentan en la tabla 2.3. De los diferentes agentes se debe mencionar que el *Balance Responsible Party* se corresponde en España con la figura del agente del mercado.

Basándose en los requisitos e intereses de los agentes implicados, se propone la estructura de la figura 2.7 para el sistema LVPP.

(El Bakari and Kling 2011) expresa que la operación del sistema LVPP está asociada con las tareas de comercio, equilibrio y servicios auxiliares. Cada una de las tareas mencionadas son descritas, de acuerdo con la Ingeniería de Sistemas, como Sistemas-de-Interés (SdI), teniendo cada uno de ellas una serie de objetivos:

1. Comercio. El primer objetivo es facilitar la generación intermitente de energía con la participación pasiva de los propietarios, por lo que se propone utilizar un EMS local. En segundo lugar se debe obtener el mayor Retorno sobre la Inversión (RSI o ROI, por sus siglas en inglés) posible, por lo que resulta conveniente participar en programas de gestión de la demanda.
2. Equilibrio. Este SdI se refiere a la participación de la agregación en los servicios de control primario, secundario y terciario que permiten equilibrar la generación con la demanda. La participación en cada uno de los tipos de control dependerá de las unidades CDE que forman la agregación.
3. Servicios auxiliares. La oferta de servicios auxiliares es posible y puede proporcionar beneficio económico a los propietarios de las unidades CDE si

Tabla 2.3: Agentes implicados en la operación de la LVPP y sus requisitos. Fuente: (El Bakari and Kling 2011)

Local Virtual Power Plant (LVPP)	
Stakeholders	Interests / requirements
RVPP	1 Data collection from LVPPs 2 execute central commands
DER owners	3 facilitate power generation by DER 4 return on investment
VPP operator	5 provision of value adding and 'smart' services 6 increase of benefits for stakeholders 7 return on investment
Network operator	8 reliable power supply to customers 9 prevention of excessive expenditures to expand grid capacity
Regulator	10 compliance with codes 11 compliance with privacy rules 12 compliance with standards 13 kWh prices and margins
Energy Supplier (Contractor)	14 delivery of contracted energy 15 reliability of contracts 16 charges of delivered energy
Balance responsible party	17 accurate forecasts of supply and demand 18 specification of reserve resources 19 participants in primary and secondary control
Suppliers of products	20 provision of smart hardware and software products to operators 21 provision of smart services to operator 22 increase of the volume of sales
Service providers (Communication)	23 provision of communication services 24 increase of the volume of sales
Service provider (Metering)	25 provision of metering services 26 increase of the volume of sales

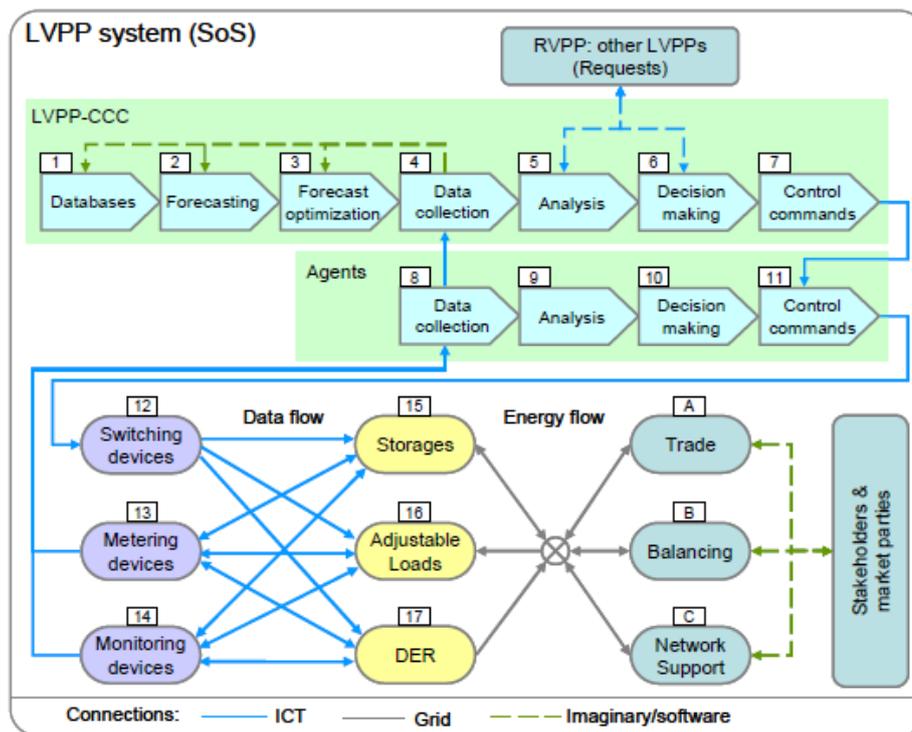


Figura 2.7: Estructura de un sistema LSVPP. Fuente: (El Bakari and Kling 2011)

se acuerda con antelación con los operadores de los sistemas de distribución y transporte.

2.3.3 Según la arquitectura de control

Por otra parte, (You, Træholt, and Poulsen 2009) presenta una categorización de la VPP respecto a la arquitectura de control, distinguiendo entre:

1. VPP Controlada y Centralizada (Centralized Controlled VPP, CCVPP). Este tipo de control requiere que la VPP tenga un conocimiento completo de las unidades CDE involucradas y establezca cada punto de operación para cubrir con exactitud los requisitos del sistema de energía local. Este tipo de control puede alcanzar más fácilmente la operación óptima, pero es difícil de escalar debido a su carácter específico.
2. VPP Controlada y Descentralizada (Decentralized Controlled VPP, DCVPP). Este tipo de control se fundamenta en una arquitectura jerárquica con diversos controladores locales distribuidos y un controlador central en un nivel jerárquico superior que asegure la seguridad de operación del sistema y los beneficios económicos globales.
3. VPP Controlada y Completamente Descentralizada (Fully Decentralized Controlled VPP, FDCVPP). Este tipo de control posee la misma arquitectura que la DCVPP, con la diferencia de que el controlador central es reemplazado por un dispositivo de intercambio de información que solo proporciona datos relevantes a los participantes de la agregación. De esta manera, presenta una relativa mayor escalabilidad respecto a las propuestas anteriores.

(You, Træ holt, and Poulsen 2009) expone que la arquitectura FDCVPP es la base para desarrollar el sistema eléctrico completamente distribuido e inteligente que buscan implementar los investigadores de la Comisión Europea.

2.4 Elementos de una Virtual Power Plant

Anteriormente, se ha llegado a la conclusión de que los elementos agregados en una VPP son las unidades CDE. Estos elementos pueden dividirse en 3 grupos diferenciados claramente entre sí: elementos de generación distribuida, sistemas de almacenamiento de energía y técnicas de gestión de la demanda. En la siguiente sección se detallan aspectos destacados de cada uno de los elementos mencionados. Por último, se trata el tema de integración del vehículo eléctrico específicamente, puesto que tiene carácter potencial como sistema de almacenamiento gestionable y carga controlable.

2.4.1 Generación distribuida (DG)

Uno de los elementos de las unidades CDE son los generadores distribuidos. La Agencia Internacional de la Energía (IEA) define la generación distribuida como "sistemas y equipos de generación de energía usados, en general, localmente en el nivel de distribución", la cual se es compatible con la definición establecida en la Directiva 2009/72/EC: "generación distribuida se refiere a centrales de generación conectadas a la red de distribución".

Así pues, la generación distribuida abarca distintos tipos de tecnologías: pequeñas hidroeléctricas, paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, de cogeneración (*Combined Heat and Power*, CHP) y trigeneración, bio-CHP y pilas de combustible (Olejniczak 2011); cuya integración en las redes eléctricas produce una serie de beneficios asociados: disminución de las distancias de transmisión y pérdidas asociadas, disminución de la carga de trabajo de las redes eléctricas y reducción de las inversiones necesarios en infraestructura para la generación de electricidad.

La integración de generación distribuida se ve obstaculizada por diferentes barreras tecnológicas: estructura y protecciones necesarias debido al carácter bidireccional del flujo de potencia, peor capacidad para las renovables de mantener la estabilidad de los parámetros de la red e igualar generación con demanda debido a su carácter no controlable; económicas: sistema de medida y precio, acceso al mercado eléctrico, tasas de conexión de generadores distribuidos a la red, costes de inversión en infraestructuras de la red, naturaleza intermitente de las renovables; y regulativas: legislación respecto a las pérdidas en la red y los servicios auxiliares. Con la agregación de generación distribuida y demás unidades CDE, las barreras mencionadas pueden ser superadas (Olejniczak 2011).

2.4.2 *Sistemas de almacenamiento de energía (ESS)*

Los sistemas de almacenamiento de energía (Energy Storage Systems, ESS) presentan un papel muy importante en la integración de RES en la red. Por un parte, ofrecen cierto grado de control sobre la energía eléctrica que se inyecta en la red, permitiendo a los propietarios de las RES cumplir sus contratos de suministro de energía con mayor facilidad o disminuir las reservas de generación para los periodos de pico, al poder abastecerlos con la energía almacenada. Por otra parte, pueden ejercer un servicio de equilibrio de la demanda, es decir, disminuir la diferencia entre mínimos y máximos de demanda en la red. Con ello se beneficia al operador de la red, puesto que la las capacidades técnicas de la infraestructura del sistema de transporte y distribución puede relajarse al tener que soportar menor potencia en el cableado (Ibrahim, Ilinca, and Perron 2008). Como se puede apreciar, la utilización de sistemas de almacenamiento en VPP ofrece diversos beneficios que mejoran el funcionamiento y los beneficios de la agregación.

Según (Díaz-González et al. 2012), la energía eléctrica se puede transformar en otro tipo de energía que permita su almacenamiento:

1. como energía potencial gravitacional mediante reservas de agua.
2. como aire comprimido.
3. como energía electroquímica en baterías.
4. como energía química en pilas de combustible.
5. como energía cinética en volantes de inercia.
6. como campo magnético en inductores.
7. como campo eléctrico en condensadores.

(Ibrahim, Ilinca, and Perron 2008) añade la energía térmica como como forma de almacenamiento y divide las técnicas de almacenamiento en 4 categorías, de acuerdo con su aplicación:

1. Aplicaciones de baja potencia en zonas asiladas, esencialmente para alimentar terminales de emergencia y transductores.
2. Aplicaciones de media potencia en zonas aisladas, como sistemas eléctricos individuales o suministro de poblados.
3. Aplicaciones de conexión a la red con equilibrio de picos.
4. Aplicaciones de control de la calidad de la electricidad.

Respecto al uso de ESS en VPP, destacan las dos últimas aplicaciones. (Ibrahim, Ilinca, and Perron 2008) propone el uso de ciertos tipos de almacenamiento para estas aplicaciones: como energía potencial en sistemas hidráulicos, como energía térmica, como energía química en acumuladores o baterías de flujo, o como aire comprimido.

A continuación se definen las tecnologías más utilizadas como sistemas de almacenamiento de energía y se comentan sus principales características.

Centrales hidráulicas de bombeo (PHS)

Las centrales hidráulicas con capacidad de bombeo (Pumped Hydro Storage, PHS), permiten utilizar el exceso de energía producido por los DG para bombear agua desde un embalse inferior a uno superior, con el fin de generar electricidad mediante una turbina cuando sea conveniente. En términos económicos, el PHS permite almacenar agua en el embalse superior cuando el precio de la electricidad es más barato (periodos valle) y así poder producir electricidad en las horas pico, cuando el precio de la electricidad es más caro. Además, este sistema de almacenamiento permite controlar la frecuencia de la red y proporcionar reserva de generación debido a su rápida capacidad de respuesta (Díaz-González et al. 2012).

Su principal ventaja respecto a las demás tecnologías es su disponibilidad y su uso ya extendido (Ibrahim, Ilinca, and Perron 2008).

Almacenamiento térmico

Las técnicas de almacenamiento térmico se dividen en tres: almacenamiento de calor latente, mediante un material que cambia de fase durante la acumulación de energía; almacenamiento de calor sensible, mediante un material que no cambia de fase y permite la generación de la electricidad tras evaporar agua y hacerla pasar por una turbina; y almacenamiento de calor sensible a elevada temperatura, en el cual se calienta un material refractario mediante resistencias eléctricas y se recupera la energía suministrada inyectando el aire calentado por el material refractario en una turbina de ciclo combinado (Ibrahim, Ilinca, and Perron 2008).

Estos sistemas, a excepción del último que se encuentra en fase de desarrollo, han sido puestos a prueba en diversas instalaciones termoeléctricas con buenos resultados (NREL).

Sistemas de aire comprimido (CAES)

Los sistemas de aire comprimido (Compressed Air Energy Storage, CAES) están siendo investigados y poseen potencial para ofrecer los mismos servicios que las PHS. Este tipo de sistema almacena la energía en forma de aire comprimido en cavernas subterráneas. Cuando se necesita inyectar electricidad a la red, el aire se extrae de la caverna y se hace pasar por turbinas para convertir su energía en energía cinética. Por último, las turbinas se conectan a generadores que producen la energía eléctrica (Díaz-González et al. 2012).

Una variante a menor escala de esta tecnología se denomina SSCAES, por sus siglas en inglés: Small-Scale Compressed Air Energy Storage. Este sistema almacena aire comprimido a elevadas presiones en cilindros y tiene una eficiencia general del 50% (Ibrahim, Ilinca, and Perron 2008), por lo que podría ser aplicado en combinación con generación distribuida.

Baterías

Las baterías son uno de los sistemas de almacenamiento más extendidos y usados. Existen dos tipos diferentes de baterías: primarias y secundarias. La diferencia radica en que las baterías primarias son difícilmente recargables, mientras que las secundarias pueden recargarse fácilmente haciendo circular la corriente en el sentido contrario al de utilización. Esto se debe a que las reacciones químicas de estas últimas son reversibles (Boix et al. 2009). Dentro de este tipo de baterías se encuentran las baterías de: plomo-ácido, óxido de plata-zinc, níquel-cadmio (NiCd), níquel hierro, sodio-sulfuro (NaS), ión-litio (Li-ion).

Las baterías de plomo-ácido tienen poca autodescarga, por lo que son ideales para almacenar energía durante largos periodos de tiempo. El mayor inconveniente es que necesitan mantenimiento periódico del nivel de agua (Díaz-González et al. 2012).

El futuro de la utilización de baterías de Ni-Cd es incierto, debido a las recientes directivas respecto a su reciclado, a causa de su toxicidad (Díaz-González et al. 2012).

Las baterías de NaS tienen una elevada densidad energética, una elevada eficiencia, poco mantenimiento y no se autodescargan (Díaz-González et al. 2012).

Se están desarrollando baterías de Li-ion de mayor potencia para utilizarlas como almacenamiento estático y en vehículos eléctricos, debido a su elevada densidad energética y energía específica y su rápida capacidad de carga y descarga (sobre 200 ms) con una eficiencia del 78 % tras 3500 ciclos (Díaz-González et al. 2012).

Por otro lado, ha surgido una nueva tecnología denominada baterías de flujo (Flow Battery Energy Storage System, FBESS) que prometen grandes avances en las aplicaciones de sistemas de almacenamiento pues son fácilmente escalables, se pueden descargar completamente sin sufrir daño alguno y necesitan poco mantenimiento. Este tipo de baterías se caracterizan por utilizar dos soluciones electrolíticas diferentes para las reacciones. Los electrolitos más utilizados son: bromuro de vanadio (VBr), bromuro de zinc (ZnBr), bromuro de sodio (NaBr) y bromuro de polisulfuro (PSB) (Ibrahim, Ilinca, and Perron 2008).

Sistemas de almacenamiento con hidrógeno

Los sistemas de almacenamiento con hidrógeno se fundamentan en la capacidad de producir hidrógeno a través de una fuente de energía, con el objetivo de separar en el tiempo los momentos de generación y consumo de energía.

El hidrógeno puede obtenerse mediante diversos procedimientos, como pueden ser: reformado del vapor, oxidación parcial, autotérmica o seca, electrólisis del agua, gasificación de biomasa, producción biológica, fotodisociación, entre otros. (Sørensen 2005). La energía necesaria en muchos de los procesos mencionados, puede obtenerse mediante las unidades de generación distribuida. Centrándonos en el método de electrólisis, un sistema de hidrógeno está formado por un electrolizador, un sistema de almacenamiento y una pila de hidrógeno. La

electrólisis destaca cuando hablamos de sistemas de hidrógeno descentralizados puesto que el mecanismo de electrólisis se considera como el proceso inverso al realizado en una pila de hidrógeno, por lo que algunos tipos de pilas de hidrógeno pueden realizar la función de electrolizador (Maclay, Brouwer, and Samuelsen 2006).

El electrolizador es un dispositivo que recibe la energía del elemento de generación distribuida y produce hidrógeno mediante el proceso de electrólisis. El hidrógeno producido se almacena para que pueda ser utilizado en la pila de hidrógeno cuando se desee para producir electricidad.

Existen diversos tipos de almacenamiento de hidrógeno: como gas comprimido, como líquido, en hidruros metálicos, en materiales carbónicos y mediante otros procesos químicos. La principal característica del almacenamiento de la energía en forma de hidrógeno es su carácter como vector energético, permitiendo a la sociedad transportar la energía de un punto a otro sin pérdidas durante el proceso de distribución. (Llorca 2010).

Por otra parte, como pilas de hidrógeno existen diversos modelos: pilas de carbono fundido (molten carbonate fuel cell, MCFC), pilas de óxido sólido (solid oxide fuel cell, SOFC), pilas ácidas y alcalinas (acid and alkaline fuel cells, AFC and PAFC), pilas de membrana de intercambio de protones (proton exchange membrane fuel cell, PEMFC), pila de metanol directo (direct methanol fuel cell, DMFC), entre otras. Sus principales características se detallan en la figura 2.4.

Tabla 2.4: Tipos de pilas de combustible y características principales.
Fuente:(Llorca 2010)

Tipo de pila	SOFC	MCFC	AFC	PAFC	PEMFC
Electrolito	óxido cerámico	carbonato líquido	disolución alcalina	ácido fosfórico	membrana polimérica
Temperatura de trabajo	600-1000 °C	650 °C	50-200 °C	220 °C	50-100 °C
Transportador de carga	O^{2-}	CO_3^{2-}	OH^-	H^+	H^+
Rango de potencia	1 kW - 10 MW	50 kW - 10 MW	500 W - 10 kW	10 kW - 1 MW	1 W - 100 kW

Es por todas sus características que las pilas de hidrógeno parecen ser muy idóneas para el almacenamiento en largo periodo (Díaz-González et al. 2012), característica que comparte con los sistemas CAES y de bombeo hidráulico (Mohd et al. 2008).

Respecto a su aplicación en las VPPs, destaca el concepto de sistema integrado en el edificio (Sørensen 2005). Este concepto incluye diversos dispositivos y elementos que operan dentro de un sistema global particular de cada edificio, los cuales son: generación distribuida variable, pilas de hidrógeno reversibles, cargas eléctricas estacionarias, cargas eléctricas térmicas, sistemas de almacenamiento

de hidrógeno, las posibles redes de distribución de hidrógeno, y los vehículos de hidrógeno. La relación entre los componentes se puede apreciar en la figura 2.8.

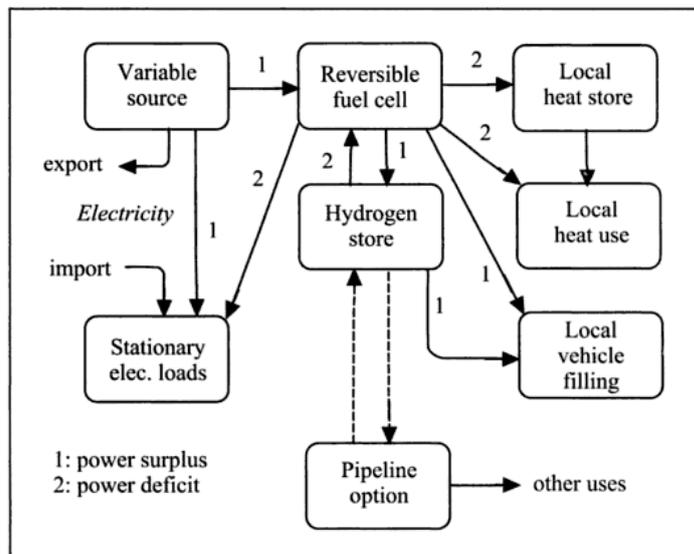


Figura 2.8: Elementos de un sistema de hidrógenos integrado en edificio. Fuente: (Sørensen 2005)

Volantes de inercia

Un volante de inercia es un sistema electromecánico que almacena energía en forma de energía cinética. Una masa rota entre dos imanes a gran velocidad, acoplada con una máquina eléctrica. Si la máquina actúa como motor, la masa aumenta su velocidad cinética, mientras que si actúa como generador, extrae energía de la masa volante. Poseen buenas características como elevada eficiencia instantánea, gran ciclo de vida, amplio rango de temperatura de trabajo, ausencia de efectos perjudiciales relacionados con la profundidad de descarga, elevada potencia y elevada densidad energética (Díaz-González et al. 2012). El principal inconveniente es la pérdida de eficiencia con el tiempo de operación, reduciéndose a un 45% tras un día de trabajo, por lo que no es conveniente su uso en aplicaciones de almacenamiento a largo plazo (Ibrahim, Ilinca, and Perron 2008).

Superconductores

Recientemente se han comenzado a utilizar los superconductores (Superconducting magnetic energy storage, SMES) para almacenar energía mediante un campo magnético. Sus principales características son su rapidez de respuesta, poseer un ciclo de vida muy largo y una elevada eficiencia (95%), por lo que es idóneo para aplicaciones de regulación de la estabilidad de la red (Ibrahim, Ilinca, and Perron 2008). El principal inconveniente que presenta esta tecnología es su coste (Díaz-González et al. 2012).

Supercondensadores

El funcionamiento es el mismo que para los condensadores habituales. La principal diferencia entre condensadores y supercondensadores es que estos últimos utilizan electrodos porosos con grandes superficies, lo que les proporciona mayor densidad energética. Existen diferentes tipos de supercondensadores, y todo cuentan con un vida útil muy larga (8-10 años), tiempos de ciclos de carga y descarga del orden de segundos, potencias específicas y energéticas muy altas, densidades energéticas bajas, elevadas eficiencias (95% (Ibrahim, Ilinca, and Perron 2008)) y un alto coste (Díaz-González et al. 2012).

Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento

Las principales características de un sistema de almacenamiento son, según (Ibrahim, Ilinca, and Perron 2008): capacidad de almacenamiento, potencia disponibles, profundidad de descarga o ratio de transmisión de potencia, tiempo de descarga, eficiencia, durabilidad, autonomía, costes, adaptación a la fuente de generación, autodescarga, densidades volumétricas y másicas de energía, equipo de control y monitorización, restricciones operativas, fiabilidad e impacto medioambiental.

Respecto a sus características, (Ibrahim, Ilinca, and Perron 2008) propone diferentes clasificaciones de los sistemas de almacenamiento. A continuación, se destaca la clasificación que realiza según el campo de aplicación. En la figura 2.9 distingue tres categorías de operación: calidad requerida de la energía generada, almacenamiento de emergencia y tiempo de solape, y gestión de la red.

Los propietarios de generación distribuida pueden invertir en sistemas de almacenamiento que permitan realizar las operaciones relacionadas con las dos primeras categorías, debido a que son beneficiados directamente de su operación. En cambio, los sistemas de almacenamiento que ofrezcan operaciones de gestión de la red necesitan una inversión adicional para favorecer la agregación en VPP. Esta inversión deberá ser aportada por el agregador de la VPP, o financiada por los propietarios de las DER para aumentar los beneficios obtenidos de la agregación.

Como se puede observar en la figura 2.9, hay diversas tecnologías que pueden aplicarse en las VPP para favorecer operaciones de gestión de la red: centrales hidráulicas de bombeo, varios tipos de baterías y sistemas de aire comprimido.

En la figura 2.10 se presentan los tiempos de descarga de los diferentes sistemas de almacenamiento según su potencia nominal.

Entre los beneficios técnicos que pueden proporcionar los sistemas de almacenamiento se detallan los siguientes:

1. Apoyo a la tensión de la red (grid voltage support). Mediante el intercambio de potencia activa y reactiva con la red de la VPP, los sistemas de almacenamiento permiten mantener el valor de tensión de la red dentro de un rango específico (Mohd et al. 2008). Para realizar esta función se pueden emplear ESS con elevados ciclos de vida y rampas de potencia: baterías

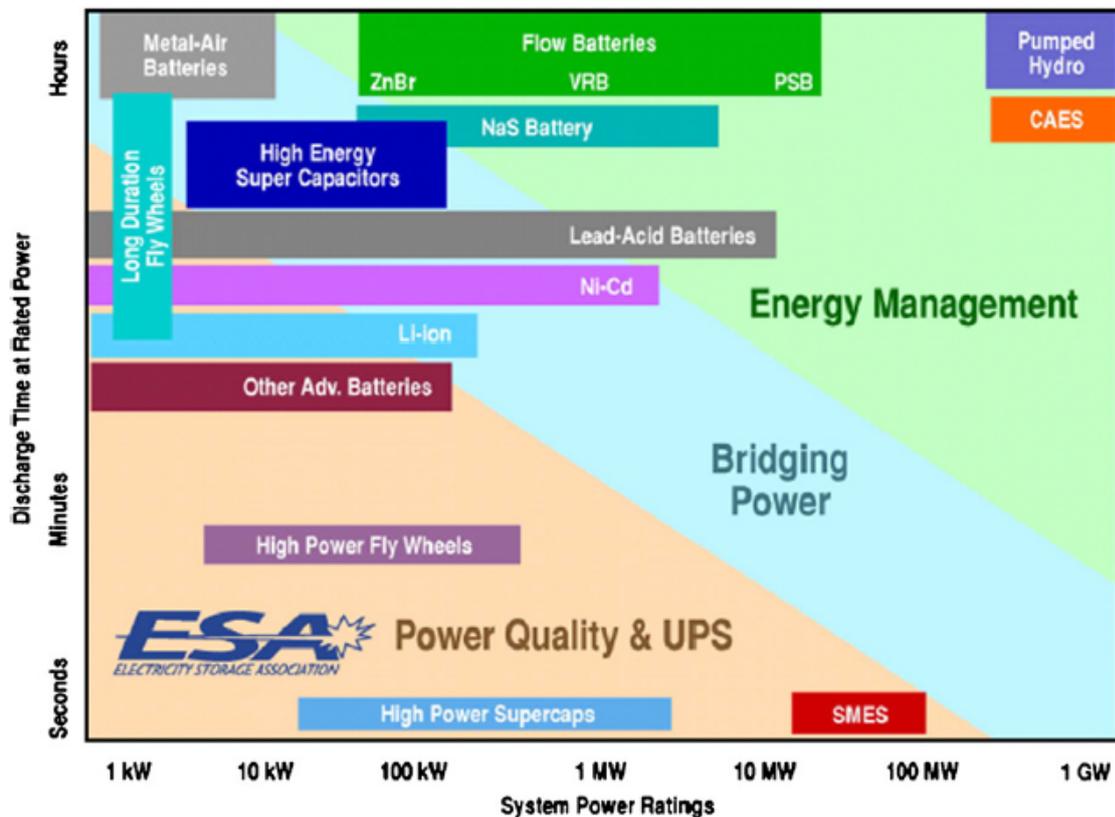


Figura 2.9: Sistemas de almacenamiento según su campo de aplicación. Fuente: (Ibrahim, Ilinca, and Perron 2008)

- (excluyendo las de ácido-plomo) y, especialmente, supercondensadores, superconductores y volantes de inercia (Díaz-González et al. 2012).
2. Apoyo a la frecuencia de la red (grid frequency support). El control de la frecuencia de la red se realiza inyectando o absorbiendo potencia activa de la red, reduciendo cualquier desajuste entre generación y demanda y manteniendo los niveles de frecuencia entre un rango específico durante un periodo de hasta 30 minutos (Mohd et al. 2008). Este servicio puede ser ofrecido por baterías (excluyendo las de ácido-plomo) y, especialmente, supercondensadores, superconductores y volantes de inercia (Díaz-González et al. 2012).
 3. Apoyo frente a oscilaciones en el sistema (grid angular stability). La red de la VPP puede sufrir perturbaciones que comprometan la estabilidad del sistema. Respecto a este punto, los ESS pueden ofrecer el servicio de inyectar o absorber potencia activa cuando sea necesario para estabilizar el sistema. Las posibles tecnologías propuestas son: sistemas de hidrógeno, baterías, supercondensadores, SMES y volantes de inercia. (Díaz-González et al. 2012).
 4. Reserva rodante de la red (spinning reserve). Los ESS pueden ser utilizados por el operador de la VPP para proporcionar servicios de reserva al operador de la red de transporte. Para esta aplicación se pueden utilizar volantes de inercia, SMES, baterías, sistemas de hidrógeno, CAES o PHS. Por su rapidez de respuesta y la capacidad de ser sobrecargadas, las baterías de flujo se

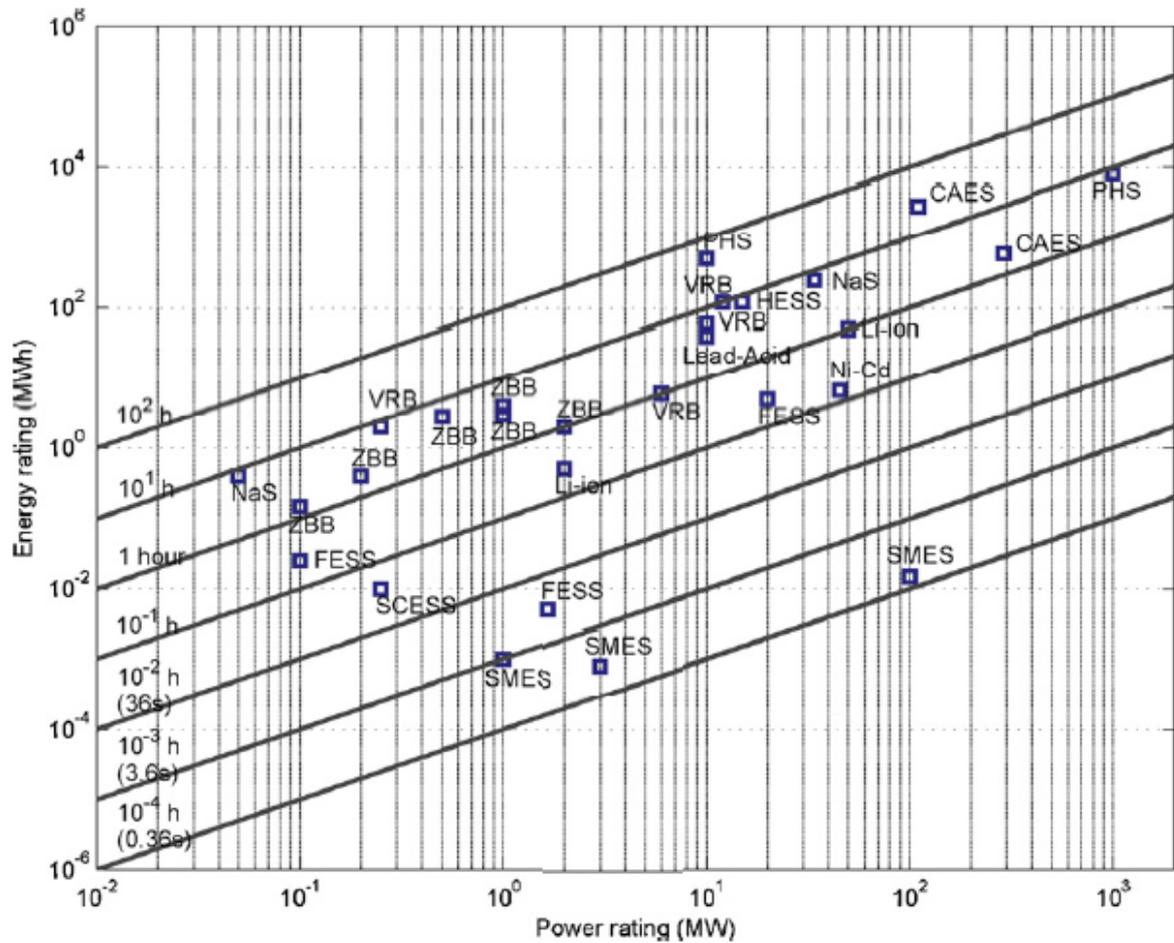


Figura 2.10: Tiempo de descarga de los diferentes sistemas de almacenamiento según su potencia nominal. Fuente: (Díaz-González et al. 2012)

establecen como el sistema idóneo para esta aplicación (Díaz-González et al. 2012; Mohd et al. 2008).

5. Minimización de los efectos de los errores de las predicciones. Debido a la naturaleza estocástica de las energías renovables, la labor de equilibrar generación con demanda puede verse complicada, provocando problemas técnicos y pérdidas económicas. Por ello, se propone la utilización de sistemas de almacenamiento capaces de proporcionar energía en el periodo de tiempo de varios minutos a 10 horas, tales como baterías, sistemas de hidrógeno, CAES o PHS. Diversos estudios muestran que los sistemas de hidrógenos son los más idóneos para este tipo de aplicación (Díaz-González et al. 2012).
6. Nivelación de la carga (load levelling). Esta estrategia consiste en almacenar energía durante los periodos de valle para inyectarla en la red durante los periodos de pico, consiguiendo con ello disminuir la diferencia de generación entre valles y picos y pudiendo adquirir además beneficio económico. Los ESS utilizados deben trabajar en un rango de 1 a 10 horas, por lo que los más convenientes son: baterías, CAES, sistemas de hidrógeno y PHS. De todos ellos, destacan las instalaciones PHS, pues permiten obtener beneficio económico de la operación, dado que las baterías y sistemas de hidrógeno producen un coste añadido para realizar el servicio (Díaz-González et al. 2012; Mohd et al. 2008).
7. Mejora de la calidad de la energía. Este servicio consiste en cambiar la magnitud y forma de la tensión y la corriente para mejorar su estado respecto a armónicos, factor de potencia, transitorios, flicker y otros (Mohd et al. 2008).
8. Aumento de la fiabilidad de la red (power reliability). Disminución del tiempo de interrupción del suministro eléctrico (Mohd et al. 2008).
9. Apoyo ante huecos de tensión (ride through support). Frente a huecos de tensión, existen unos perfiles de operación respecto a duración del fallo y generación producida que el sistema debe cumplir. Los sistemas de almacenamiento tienen potencial, junto con la electrónica de potencia, para proporcionar energía ante huecos de tensión (Mohd et al. 2008).

Como se puede deducir de los beneficios técnicos que aportan los sistemas de almacenamiento a una VPP, la mayor parte de ellos están relacionados con un beneficio económico que puede compensar la inversión en infraestructura y componentes. Según el análisis de (Mohd et al. 2008), los principales beneficios son:

1. Reducción del coste o incremento del beneficio al comprar energía de la red. Mediante un sistema de almacenamiento se puede comprar la energía necesaria en aquellos intervalos de tiempo donde resulte más barato.
2. Evitar los costes asociados a mayor capacidad de generación. Los sistemas de almacenamiento permiten pueden utilizarse para cubrir los picos de demanda, por lo que se evita la necesidad de tener equipos de generación que cubran esa cantidad de energía durante ese momento concreto.

3. Incrementar los beneficios de la capacidad de generación. La energía generada puede ser gestionada por los sistemas de almacenamiento para venderse en periodos donde su precio sea más elevado.
4. Evitar los costes u obtener beneficios de los servicios auxiliares. Los sistemas de almacenamiento pueden ofrecer servicios auxiliares y, por tanto, evitar la necesidad de que el operador deba ofrecernos este servicio y conseguir obtener beneficio económico al ofrecer nuestro sistema este servicio al operador.
5. Beneficiarse económicamente de las congestiones de la red de transporte. Por una parte pueden evitar los costes asociados con las congestiones en las redes de transporte, y por otro pueden obtener beneficio económico al ofrecer su servicio para solucionar las congestiones de la red al operador.
6. Aumentar la seguridad de suministro. Las reservas de energía almacenadas en los sistemas de almacenamiento proporcionan una fuente de energía independiente de variables externas que pueden utilizarse cuando no exista otra fuente de energía disponible.
7. Aumentar los beneficios económicos obtenidos de las RES, debido a su carácter estocástico.

2.4.3 Gestión de la demanda (DSM)

El avance tecnológico de las TIC ha provocado la aparición de técnicas de gestión de la demanda (*Demand-Side Management*, DSM) para convertir a las cargas en un elemento activo de la red, lo que produciría un aumento de la eficiencia del sistema eléctrico.

La gestión de la demanda se define como "planear, implementar y monitorizar actividades diseñadas para influir en el uso que los consumidores hacen de la electricidad con el objetivo de cambiar la forma temporal de su consumo hacia una más deseada"(Law et al. 2012). Existen 6 objetivos asociados con las técnicas DSM (Bureau of Energy Efficiency), 3 de los cuales son relevantes en cuanto a mejora de la eficiencia energética:

1. Reducción del pico de demanda. La reducción de los picos de demanda proporciona mayor estabilidad al sistema eléctrico, permite reducir la potencia instalada como reserva y permite disminuir las inversiones en infraestructuras de la red.
2. Desplazamiento de la demanda en periodos pico hacia periodos valle. El desplazamiento de demanda para "planear" la curva de demanda diaria produce beneficios respecto a reducción de pérdidas en las líneas.
3. Reducción de la demanda total. Se denomina conservación estratégica y está enfocado a sistemas con problemas en recursos energéticos. Por otra parte, la eficiencia energética está relacionada con las pérdidas en las líneas, las cuales se pueden reducir mediante programas de reducción de la demanda total.

Los programas DSM producen beneficios a los clientes participantes, las empresas del sector eléctrico y la sociedad (Bureau of Energy Efficiency). En primer lugar, puesto que los programas DSM enfatizan la instalación y uso de tecnologías más eficientes, esto se traduce en una disminución de la factura eléctrica para el consumidor y un aumento de la vida útil de los dispositivos utilizados. Por otra parte, las empresas del sector eléctrico se ven beneficiadas debido a la disminución de inversión necesaria para nuevas centrales de generación, líneas de transmisión y distribución, y demás infraestructura asociada. Por último, su aplicación produce beneficios directos a la sociedad ya que toda reducción de consumo de energía y aumento de la eficiencia energética produce un menor impacto medioambiental, disminuyendo la contaminación y las emisiones de CO₂, por ejemplo.

Frente a la aplicación de las actividades DSM existen una serie de barreras. Las barreras que afectan a la participación de consumidores son la falta de información y conocimiento acerca de la eficiencia energética, y consideraciones financieras como la accesibilidad, las prioridades de inversión y el acceso a la financiación. Por otra parte, las compañías eléctricas pueden ver disminuido su interés en la oferta de servicios DSM debido a la falta de incentivo financiero, experiencia e infraestructura (Bureau of Energy Efficiency).

Las barreras mencionadas se pueden superar mediante legislación, regulación y política apropiada por parte del gobierno y un diseño adecuado de los programas DSM.

La actividad predominante de DSM se conoce como respuesta de la demanda (*Demand Response, DR*), que se define como "tarifa o programa establecido para motivar cambios en el uso de la electricidad por parte de los consumidores mediante cambios en el precio de la electricidad según un horario establecido u ofreciendo incentivos económicos, disminuyendo el consumo en los periodos donde la demanda es mayor o cuando la fiabilidad de la red está en peligro"(Law et al. 2012). Por otra parte, la actividad conocida como gestión de las cargas (*Load Management, LM*) se refiere al ajuste de la demanda para igualar la generación, y se puede conseguir mediante programas DR.

Estas técnicas se pueden llevar a cabo si existe una infraestructura TIC denominada arquitectura DR, cuyo principal elemento son los contadores inteligentes.

Existen diferentes propuestas para la clasificación de los programas DSM. (Law et al. 2012) propone una división respecto a si se basan en la tarifa o en incentivos. De otro modo, (Bureau of Energy Efficiency) propone dividir las actividades de DSM en: programas de gestión de la carga (load management programs), programas conservativos y programas de crecimiento estratégico de la carga. Mientras que (Kostková et al. 2013) divide los programas en programas de control directo y programas de control indirecto. Completando la clasificación propuesta por (Law et al. 2012) con los programas mencionados en (Kostková et al. 2013) se obtiene la siguiente ordenación, representada en la figura 2.11.

1. Programas DR tarifarios. Consisten en la fluctuación de la tarifa contratada de acuerdo al coste de la electricidad en tiempo real. Se distinguen:

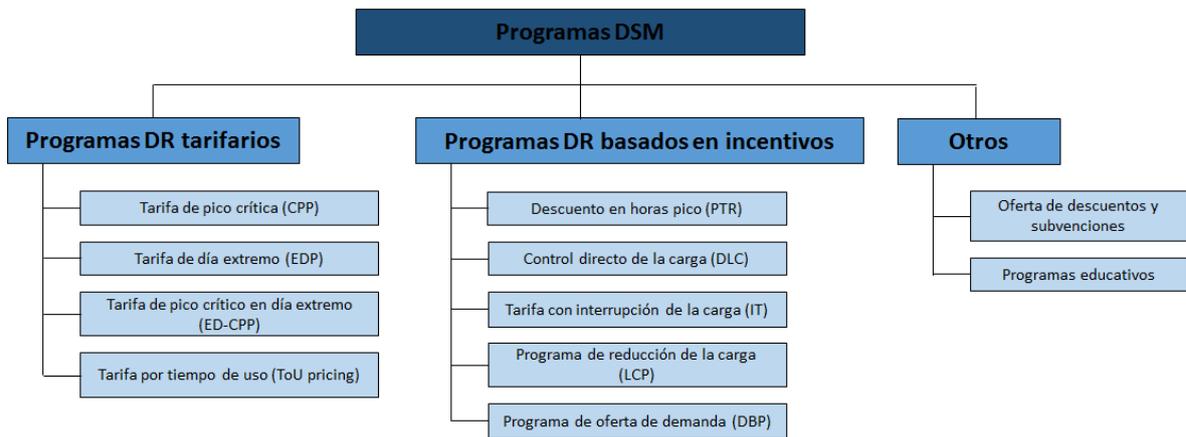


Figura 2.11: Programas DSM. Fuente: Elaboración propia.

- (a) Tarifa de Pico Crítico (Critical Peak Pricing, CPP). Los consumidores son avisados con antelación de los periodos de picos críticos donde el precio de la electricidad será superior a la media.
- (b) Tarifa de Día Extremo (Extreme Day Pricing, EDP). El precio de la electricidad es muy superior en días señalados.
- (c) Tarifa de Pico Crítico en Día Extremo (ED-CPP). El precio de la electricidad aumenta considerablemente en los periodos de pico críticos de días señalados.
- (d) Tarifa por Tiempo de Uso (Time-of-Use pricing, ToU pricing). El precio de la electricidad varía dentro de diferentes bloques horarios establecidos.

Un efecto negativo de estos programas es el denominado "efecto rebote", caracterizado por un fuerte incremento de la demanda eléctrica al finalizar los periodos con mayor precio de la electricidad.

2. Los programas DR basados en incentivos son aquellos en los que los operadores recompensan a los consumidores por su participación. Se distinguen:
 - (a) Descuento en Horas Pico (*Peak-Time Rebate*, PTR). Este programa ofrece descuentos a los consumidores que disminuyan su consumo durante las horas pico. La principal diferencia de este programa con los mencionados anteriormente radica en que no hay inconveniente o castigo para el consumidor si consume electricidad durante el periodo de pico.
 - (b) Control Directo de la Carga (*Direct Load Control*, DLC). Mediante este programa, el operador puede remotamente apagar o controlar el ciclo de operación de los aparatos del consumidor, tales como calentadores de agua, climatizadores e iluminación pública, con previo aviso. Es una técnica muy útil para reducir picos de demanda o manejar situaciones de emergencia.
 - (c) Tarifa con interrupción de la carga (*interruptible tariffs*). Usualmente se aplica sobre calentadores o climatizadores con el objetivo de desplazar la demanda en el tiempo hacia periodos más beneficiosos para la operación del sistema, sin afectar a la cantidad de energía consumida

- total. Ofrece apoyo ante situaciones de emergencia y para asegurar la estabilidad de la red.
- (d) Programas de reducción de la carga (*load curtailment programs*). Son propuestos a grandes consumidores industriales, a los cuales se les pide reducir su consumo hasta una cantidad especificada. Los consumidores reciben incentivos si cumplen la petición, pero no sufren penalizaciones en caso de no cumplirla.
 - (e) Programas de oferta de demanda (*demand bidding programs*). Los consumidores ofertan en el mercado eléctrico el precio que están dispuestos a pagar por la electricidad o la cantidad de energía que están dispuestos a reducir. En este caso, los consumidores están obligados a cumplir con su oferta.

Otra categoría de programas DSM son la oferta de descuentos o subvenciones para la compra de aparatos de energía eficientes, y los programas educativos que pretenden concienciar al consumidor para que adopte un comportamiento de consumo deseado, normalmente más eficiente.

2.4.4 Vehículo eléctrico (EV)

La integración del vehículo eléctrico (*Electric vehicle, EV*) en el sistema eléctrico español y europeo es una realidad, tal y como demuestra la existencia de legislación que aborda diferentes aspectos del vehículo eléctrico y los diferentes proyectos nacionales y a nivel europeo que se están desarrollando, recogidos en la página web de "El Plan de Acción del Vehículo Eléctrico 2010-2012"(MOVELE). Además, destaca la participación de REE, Iberdrola, Endesa y Gas Natural Fenosa en proyectos dedicados a la integración del vehículo eléctrico (REE) (ENDESA), (GNF) y la existencia de modelos de vehículos eléctricos en el mercado (ventaVE).

Por tanto, la inclusión de vehículos eléctricos en el estudio de las VPPs es una necesidad. Desde este punto de vista, el vehículo eléctrico se debe entender como una carga variable y controlable que debe ser suministrada en las mejores condiciones posibles. Los vehículos eléctricos se conectan a la red y gestionan su carga mediante mecanismos de optimización, y, por tanto, permiten recurrir a sus reservas de energía en caso de que sean necesarias y no influya negativamente en el estado de carga final del vehículo.

(Olivella 2012) realiza un estudio del impacto del vehículo eléctrico en el sistema eléctrico, en concreto, desarrolla una metodología de modelización de la demanda de carga lenta y rápida de vehículos eléctricos para el estudio de impacto en la red de distribución. Respecto a la carga, los principales problemas se refieren a calidad del suministro, saturación de las redes o introducción de armónicos. Será necesario tener en cuenta estas dificultades al incluir el vehículo eléctrico en las VPPs.

El vehículo eléctrico es un elemento controlable que puede considerarse clave para las técnicas de gestión de la demanda, de hecho, su mecanismo de optimización de la carga puede considerarse como una técnica de gestión de la demanda interna; además puede considerarse como un sistema de

almacenamiento compuesto por baterías, que permita proporcionar todo los beneficios mencionados anteriormente respecto a este tipo de elemento.

Una de las aplicaciones del vehículo eléctrico como elemento controlable por el operador de la VPP es el uso de sus baterías para compensar los errores de predicción de una central eólica (o una agregación de aerogeneradores), tal y como se presenta en (Vayá and Andersson 2013). Para el estudio se utiliza un modelo probabilista de predicción de energía eólica integrado en un Flujo Óptimo de Potencia (OPF).

Por otra parte, el vehículo eléctrico ha sido estudiado como elemento integrado en microrredes. (Viñals 2013) propone la inclusión de vehículos eléctricos con función V2G (vehicle to grid), es decir, con función de intercambiar bidireccionalmente energía con la estación de carga.

2.5 Beneficios de la agregación en VPP

La agregación de unidades CDE en VPP ha sido objeto de estudio durante los últimos años porque proporciona numerosos beneficios a los diferentes agentes relacionados: propietarios de los generadores distribuidos y/o sistemas de almacenamiento, propietarios de vehículos eléctricos, participantes en los programas de gestión de la demanda, operadores de las redes de distribución, operadores de las redes de transporte y, en general, las generaciones futuras, puesto que la integración de renovables y vehículos eléctricos en la redes eléctricas son elementos estratégicos para lograr un desarrollo sostenible.

Los beneficios más destacados que puede proporcionar la agregación de unidades DER con control centralizado se resumen a continuación.

1. Neutralización de las posibles desviaciones respecto a las predicciones.

Una de las preocupaciones derivadas del aumento de participación de energías renovables como generación distribuida se refiere al carácter no controlable que presentan muchos de estos recursos. Esta característica se debe a que el recurso responde a las variantes condiciones meteorológicas y otros factores del entorno para determinar la capacidad de generación de energía. Esto supone un problema para los operadores de la red, puesto que no cuentan con una completa disponibilidad del recurso y están sujetos a la exactitud de las predicciones que presenten los generadores. Además, los propietarios de los recursos pueden ser sancionados en el caso de que las desviaciones que se produzcan en las predicciones superen un límite regulado.

La agregación como VPP ofrece dos soluciones al problema. Por una parte, la suma de las curvas de generación de los distintos generadores está menos sujeta a variaciones debido a que los errores individuales en la predicción pueden anularse dada su naturaleza aleatoria, cuanto mayor sea la agregación menor será el error de predicción. Por otro lado, la posibilidad de invertir en sistemas de almacenamiento de energía aumenta al ser menor el gasto individual; los sistemas de almacenamiento permiten eliminar con

mayor precisión las posibles desviaciones. Estas dos propiedades producen un perfil de generación más fiable y benefician así a los operadores de la red y a los propietarios de los generadores.

2. Reducción de costes de acceso y operación en el mercado eléctrico.

La agregación de DER para la participación en el mercado reduce los sistemas de gestión de la energía y agentes del mercado requeridos a uno. Por tanto, se reducen los costes de gestión del sistema, se reparte entre los agentes agregados los gastos de inversión en hardware y software, incluidas las inversiones en sistemas de almacenamiento; y aumenta la relevancia y peso de estos en el mercado eléctrico. Además, la reducción de los errores de predicción disminuye las penalizaciones económicas por desvíos. En conclusión, desde el punto de vista de la participación en el mercado eléctrico, los propietarios encuentran diversas e importantes ventajas con la agregación.

3. Integración de renovables.

Dado que la agregación proporciona beneficios económicos a los propietarios de generación distribuida, como se ha comentado anteriormente, se favorecerá la inversión y la instalación de RES. El mecanismo VPP es una herramienta muy útil para la integración de renovables, pero debe ir acompañada de legislación necesaria que ayude a su implementación, campañas de concienciación en la necesidad de alcanzar un desarrollo sostenible y la investigación en tecnología que permita disminuir los gastos y aumentar los beneficios económicos.

4. Disminución de la emisión de gases de efecto invernadero.

El aumento de energía renovable en el sistema de generación es el principal método para disminuir la contaminación y lograr así un desarrollo sostenible.

5. Integración de vehículos eléctricos.

El vehículo eléctrico se puede considerar como un sistema de almacenamiento dinámico dentro de una *smart grid*. El vehículo eléctrico puede interpretarse como una combinación de sistema de almacenamiento y carga controlable. Por lo tanto, puede ser partícipe de las uniones en VPP aportando el servicio conocido como V2G (vehículo a la red), en el cual se optimiza el flujo de potencia bidireccional existente entre el vehículo y la red para proporcionar los niveles de carga necesarios en los momentos indicados y utilizar su carácter como sistema de almacenamiento para beneficiar las operaciones de la VPP sin ocasionar inconveniente al propietario del vehículo. La gestión óptima de la carga del vehículo eléctrico, además, permite al propietario obtener la energía que necesita a un precio más reducido, ya que se optimiza la compra de energía en los periodos valle o de menor coste local. El centro de investigación CITCEA-UPC (Centre d'Innovació Tecnològica en Convertidors Estàtics i Accionaments) (CITCEA) realiza estudios para el programa europeo KIC - Innoenergy (KIC), entre los cuales destaca (CITCEA-UPC 2013) en el ámbito de la integración del vehículo eléctrico. El estudio se detalla en la sección 3.2.

6. Oferta de servicios auxiliares al TSO.

Las VPP se pueden conectar a la red de transporte en el punto PCC, por lo que desde el punto de vista del TSO puede ser visto como una central de generación. Desde este punto de vista, la VPP se comporta del mismo modo que una central de generación convencional, siendo capaz de ofrecer los mismos servicios. Dependiendo del tipo y cantidad de DER que intervengan en la composición de la VPP, ésta será capaz de ofertar un número variable de servicios auxiliares. En la tabla 2.5 se presenta la capacidad de oferta de servicios auxiliares de una VPP respecto a sus componentes.

7. Reducción de las inversiones en las redes de distribución.

Las VPP tienen la capacidad de reducir los picos de demanda en la red de distribución, por lo que la capacidad de trabajo necesaria disminuye y permite posponer y reducir las inversiones en infraestructura de la red. Además, las técnicas DSM permiten evitar las sobrecargas de la red. El beneficio obtenido se traduce directamente en un ahorro de capital para el operador de la red de distribución, capital que puede ser utilizado para promover la integración de DER en el sistema.

8. Mejora de la calidad de servicio.

Puesto que las VPP pueden operar dentro de la red distribución, manteniendo la calidad de la energía eléctrica que circula, la necesidad de servicios auxiliares se reduce. De este modo, la demanda de tales servicios al TSO es menor, mientras que se mantiene la oferta por parte de las centrales de generación convencionales y las VPP; estas acciones provocan que el precio de satisfacer los requisitos de calidad de la energía suministrada por el TSO a los consumidores sea inferior, disminuyendo así el precio total de la electricidad.

9. Reducción de pérdidas en la red de transmisión.

Uno de los mecanismos de optimización de flujos que pueden proporcionar las VPP es la reducción de las pérdidas por efecto Joule en los cables de transmisión dado que la demanda de energía se puede satisfacer con suministradores de energía locales (generación distribuida y sistemas de almacenamiento). Las pérdidas activas de la red de transporte son superiores en los periodos pico (1,20 %) en comparación con los periodos valle (1,00 %) (ELIA 2013). Un efecto colateral es la disminución de la capacidad necesaria de la red, lo que ocasiona una reducción de las inversiones en infraestructura.

10. Incremento de la independencia energética.

La integración de renovables y el carácter controlable de las VPP conlleva la disminución de los contratos internacionales al aumentar la independencia energética del sistema nacional.

2.5.1 Servicios auxiliares

Uno de los beneficios que proporcionan las VPP es la capacidad de ofertar servicios auxiliares al operador del sistema eléctrico. Según la Directiva

2009/72/EC, servicios auxiliares son "servicios necesarios para la operación de un sistema de transporte o distribución".

Según (Braun 2008), los servicios auxiliares se dividen en:

1. Control de frecuencia
2. Control de tensión
3. Gestión de congestiones
4. Mejora de la calidad de la energía
5. Reducción de las pérdidas de energía
6. Arranque en vacío
7. Operación aislada

En la tabla 2.5 se resumen las capacidades tecnológicas de las unidades DER para ofrecer servicios auxiliares.

Tabla 2.5: Capacidades tecnológicas de las unidades DER. Fuente: (Braun 2008)

Ancillary Services	DER Unit	WTG		PV		Hydro		CCHP		Storage			
								thermal-driven	electricity-driven				
Frequency Control			+	+		+			no		++		++
Voltage Control, Congestion Management, Optimisation of Grid Losses	Inv	++		++	Inv	++	Inv	+	Inv	++	Inv	++	
	SG	++			SG	++	SG	+	SG	++	SG	++	
	DFIG	+											
	IG	-			IG	-	IG	no	IG	-	IG	-	
Improvement of Voltage Quality	Inv	++		++	Inv	++	Inv	++	Inv	++	Inv	++	
	SG	no			SG	no	SG	no	SG	no	SG	no	
	DFIG	+											
	IG	no			IG	no	IG	no	IG	no	IG	no	
Black Start	Inv	+		+	Inv	+	Inv	no	Inv	++	Inv	++	
	SG	+			SG	+	SG			+	SG	+	
	DFIG	-											
	IG	no			IG	no	IG		IG	no	IG	no	
Islanded Operation	Inv	+		+	Inv	+	Inv	no	Inv	++	Inv	++	
	SG	+			SG	+	SG			++	SG	++	
	DFIG	-											
	IG	no			IG	no	IG		IG	no	IG	no	
Legend	Grid Coupling Technology IG directly-coupled induction generators SG directly-coupled synchronous generators DFIG doubly-fed induction generators Inv inverters (including inverter-coupled IG and SG)						++ indicates very good capabilities + indicates good capabilities - indicates little capabilities -- indicates very little capabilities no indicates that this is not possible without additional external equipment						

(Braun 2008) realiza un análisis del potencial técnico y económico de proporcionar servicios auxiliares por los generadores distribuidos en el mercado alemán.

El control directo de frecuencia se trata de uno de los servicios fundamentales para la formación de redes compuestas por unidades agregadas, junto con el control local de la tensión. Este tipo de control es posible mediante el control de la velocidad en los generadores síncronos o los generadores asíncronos con

inversores acoplados y es útil, además, en los casos de arranque en vacío u operación aislada.

Una vez que la frecuencia de la red ha sido obtenida, pueden desarrollarse servicios de control de frecuencia. Por una parte, la participación en los servicios de control de frecuencia primario, secundario y terciario mediante variación de potencia activa sólo es beneficiosa en los casos en que no sea necesario disminuir la capacidad de producción de la agregación. Aún en este caso, la dificultad para competir con las centrales convencionales radica en la no internalización de los costes externos, tales como las emisiones de CO₂. Por otra parte, el suministro de potencia reactiva por parte de unidades de generación distribuida puede competir con las fuentes convencionales, por lo que la participación en el control de tensión primario, secundario y terciario es factible en este caso. En cuanto a la gestión de congestiones, los beneficios obtenidos son muy superiores a los costes de compensación de potencia reactiva. Debe tenerse en cuenta que el análisis realizado no tiene en cuenta la participación de otras unidades CDE como sistemas de almacenamiento o cargas controlables. La inclusión de estos elementos en el análisis es de prioridad para la investigación futura en la materia.

Actualmente, las VPP en Alemania son capaces de proveer reservas secundarias y terciarias con DER (Kampf and Bauer 2012).

En los resultados ofrecidos por (Etherden 2013), los mayores beneficios para la VPP se obtienen optimizando el uso de los recursos para proporcionar la energía establecida en el contrato de los recursos no controlables en el mercado diario. Los servicios auxiliares que se tienen en cuenta en el estudio son compensación de los errores de predicción, reducción de los picos de potencia mensuales, minimizar las pérdidas de la red suavizando los picos de demanda y control del flujo de potencia reactiva.

La generación distribuida pasivamente mediante su operación permite reducir las pérdidas de energía en la red. Esto se debe a que la distancia que debe recorrer la electricidad de su generación hasta su consumo es menor. La norma IEC 60287 presenta un método para calcular las pérdidas de energía en las líneas eléctricas. Las pérdidas en la línea (P_l) se pueden calcular mediante la ecuación 2.1.

$$P_l = \frac{R \cdot (P^2 + Q^2)}{U^2} \cdot l \quad (2.1)$$

Donde R es la resistencia de la línea, P es la potencia activa, Q es la potencia reactiva, U es la tensión y l es la longitud de la línea.

CAPÍTULO 3:

ESTADO DEL ARTE

En el capítulo anterior se definió el concepto de Virtual Power Plant, su papel dentro de las redes inteligentes, sus principales características y los posibles beneficios que pueden proporcionar tanto a usuarios como operadores del sistema eléctrico, según diversos estudios teóricos. La investigación y consolidación de las proposiciones expuestas en la literatura respecto a este nuevo sistema de red inteligente ha sido motivo de interés en centros de investigación y desarrollo nacionales e internacionales. En el presente capítulo se detallan las principales investigaciones realizadas y los resultados más destacados que permitan al lector conocer el actual estado del arte del objeto de estudio.

3.1 Modelos de microrredes y algoritmos de gestión

Debido a las similitudes en la parte técnica de los mecanismos de operación de las VPPs con las microrredes, se analizan en primer lugar los modelos propuestos para la implementación de microrredes en (Viñals 2013; Brissette et al. 2011; Wang, Liu, and Guo 2012; Pogaku 2007; Cornforth, Moore, and Sayeef 2011; Luo et al. 2013; Gouveia et al. 2013; Ping, Xin, and Shouyuan 2011).

(Brissette et al. 2011) presenta una plataforma de simulación mediante el software MATLAB® Simulink para el estudio de microrredes. La plataforma proporciona una serie de herramientas para diseñar y simular el comportamiento de microrredes, incluyendo el estudio de sistemas de gestión de la energía (EMS). Las medidas realizadas para el control de caída de frecuencia o la operación del *smart breaker* no son importantes desde el punto de vista de la operación de una VPP. En cambio, el EMS y los algoritmos propuestos pueden ser tenidos en cuenta para el estudio de VPP. Estos últimos permiten la gestión de la carga de vehículos eléctricos, secadoras y dispositivos de aire acondicionado a nivel de edificios y propone su mayor desarrollo para aplicación a nivel de microrredes,

lo que requiere un control central y mayor precisión en la operación en modo aislado.

En (Wang, Liu, and Guo 2012), se presenta un modelo optimizado de diseño y control de una microrred aislada con generadores eólicos, solares y diésel y sistemas de almacenamiento de energía. El artículo expone restricciones que se han tenido en cuenta en el modelo para asemejar las condiciones y limitaciones de los componentes reales. En el proceso de simulación, calcula los costes de inversión en equipamiento, así como costes de mantenimiento, con el objetivo de determinar la configuración óptima que proporcione menor coste total neto. Por último, desarrolla el software *Quasy-steady Simulation and Optimization Tool for MicroGrid* (QSOT-MG) para utilizarlo como herramienta de diseño de optimización y simulación. Los resultados obtenidos son comparados con un sistema de 100 kW de potencia basado completamente en generación Diésel, mostrando un valor de coste total neto inferior en el caso de penetración de RES en la microrred; en este caso la configuración óptima es la combinación de un aerogenerador de 30 kW con paneles solares con un total de 120,96 kW de potencia instalada y un generador Diesel de 70 kW. Por tanto, los resultados obtenidos son positivos y pretenden favorecer el desarrollo de microrredes en China.

En (Viñals 2013) se analiza el marco de las microrredes en España con el objetivo de proponer un algoritmo de gestión de microrredes que minimice los costes de operación al participar en el mercado eléctrico. En este caso, no se ha considerado la operación de la microrred en modo isla. El algoritmo y el modelo de microrred se desarrollan mediante los programas MATLAB® y GAMS®. En este caso, se buscan algoritmos teniendo en cuenta la no linealidad de los datos de previsión de generación con energías renovables no controlables. Una de las aportaciones más destacadas es la conversión del problema en uno convexo, lo que permite resolver el problema de óptimos locales y obtener un óptimo global. Por último, se hace referencia a la necesidad de tener en cuenta las desviaciones asociadas a las previsiones en los modelos de operación, desarrollar modelos descentralizados de microrredes que permitan el comercio de energía entre ellas e incluir el impacto ambiental de los elementos generadores.

El modelo de microrred propuesto en (Luo et al. 2013) presenta un esquema de control que permite la operación en isla o conectado a la red. La efectividad del esquema de control de tres niveles (*triple-droop*) propuesto se verifica mediante simulación con PSIM.

(Pogaku 2007) presenta un modelo de microrred basado en inversores controlados mediante diseño *state-space* con el objetivo de estudiar la estabilidad del sistema en relación con parámetros tales como las ganancias de los controladores. Para verificar los resultados proporcionados mediante el modelo, se usan los resultados obtenidos de una microrred experimental de 220 V y 50 Hz con 3 inversores de 10 kVA cada uno. Concluye que el modelo propuesto permite diseñar microrredes que cumplan con los requisitos de estabilidad de los sistemas eléctricos. Por otra parte, (Cornforth, Moore, and Sayeef 2011) profundiza en los componentes utilizados presentando un estudio sobre el uso de inversores en microrredes y analizando el comportamiento ante situaciones anormales de la red: pérdida de potencia externa, cambio de frecuencia, comportamiento ante armónicos y protección relacionada. Concluye que los inversores no tienen

un comportamiento adecuado bajo los estándares actuales cuando operan en microrredes, siendo necesaria un tipo de operación más inteligente.^{en} futuras aplicaciones para favorecer la robustez de las microrredes.

(Gouveia et al. 2013) presenta la infraestructura construida en el laboratorio de INESC Porto para el estudio del comportamiento de microrredes frente a los nuevos conceptos de control y gestión de redes inteligentes. La infraestructura se compone de dos plataformas de emulación de microrredes experimentales con unidades de microgeneración, baterías y convertidores de potencia bidireccionales. Los resultados obtenidos mediante el estudio de la operación de las microrredes refuerzan el hecho de que la coordinación entre una microrred centralizada y estrategias de control local proporcionan al operador del sistema recursos adicionales para afrontar la creciente integración de DER y EV.

Por último, cabe destacar la aportación de (Ping, Xin, and Shouyuan 2011) en el estudio de microrredes. Realiza un análisis del concepto y las principales características de una microrred en los diferentes países del mundo, puesto que existen diferencias, y presenta el punto de vista de China en la discusión. Por otra parte, expone una serie de proyectos de aplicación de microrredes que se están llevando a cabo en todo el mundo según la principal fuente de generación RES utilizada. Y, por último, concluye con una serie de recomendaciones clave en el desarrollo de microrredes con integración de recursos RES.

3.2 Modelos de VPP y algoritmos de gestión

Profundizando en la operación de VPP para demostrar su viabilidad de aplicación en el sistema actual o futuro, se han propuesto diversos modelos de estructura y control de los elementos de VPP (Braun 2008; Lundkvist 2013; Giuntoli and Poli 2013; CITCEA-UPC 2013; Pandžić, Kuzle, and Capuder 2013; Coppens 2012; Kuzle, Zdrilic, and Pandzic 2011; Vuc and Borlea 2013; Ruiz, Cobelo, and Oyarzabal 2009; Tascikaraoglu et al. 2014; Nezamabadi and Gharehpetian 2011).

En (Lundkvist 2013) se realiza la simulación de una VPP formada por pequeños aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, minihidráulicas y sistemas de almacenamiento de energía, utilizando los programas MATLAB[®] y PowerFactory, analizando su impacto en la red de Ludvika, Suecia. Los algoritmos de optimización utilizados se dividen en 4: satisfacer la demanda del mercado diario minimizando el error en las predicciones y reduciendo los costes de regulación, disminuir la factura eléctrica (disminuyendo los picos de demanda), disminuir las pérdidas eléctricas y compensación de potencia reactiva.

Entre los principales resultados del estudio se encuentra que el coste de regulación referente al equilibrio de generación y demanda se reduce un 20 % al utilizar control activo en la central hidráulica por separado y un 50 % en combinación con un sistema de baterías (50 %). El tamaño del sistema de almacenamiento influye en el coste de suavizar la curva de demanda, mientras que la variación de capacidad del sistema de baterías afecta en menor medida a la compensación de errores de predicción. Por otra parte, con la operación de

la VPP se consigue reducir la demanda mensual, aunque en general aumentan las pérdidas en la red. En cuanto a la compensación de reactiva, este tipo de operación produce menor cantidad de pérdidas y reduce a un valor cercano a cero la demanda media de reactiva en la red. otro resultado del proyecto es que la principal aplicación de una VPP en Ludvika sería compensar los errores de predicción de la generación distribuida.

(Pandžić, Kuzle, and Capuder 2013) propone un sistema de optimización a medio plazo de la operación de una CVPP formada por generación eólica y solar, una turbina de gas y almacenamiento mediante bombeo hidráulico. Los resultados del estudio son favorables para los operadores de VPP que busquen maximizar sus beneficios a escala semanal. Algunas de las conclusiones del estudio se relatan a continuación:

1. La importancia de tener un buen balance de capacidad de generación, compensando las desviaciones producidas por los generadores no controlables.
2. La inversión en centrales convencionales se puede evitar si se cuenta con un adecuado sistema de almacenamiento hidráulico con bombeo.
3. Es necesario realizar un análisis previo del mercado para determinar la cantidad de sobreproducción eléctrica que puede ser vendida en el mercado.
4. La investigación futura se debe centrar en el esquema de operación a corto plazo.

Un sencillo modelo de optimización se propone en (Kuzle, Zdrilic, and Pandzic 2011), utilizando programación lineal. Los elementos de la VPP propuesta son dos centrales de generación renovables (eólica y solar) y una central de potencia convencional (una turbina de gas) sin almacenamiento. El objetivo es observar los beneficios que aporta el conjunto de generación no controlable con generación controlable, concluyendo que la elección de la tecnología en la central convencional es de vital importancia para la operación de la VPP, específicamente el valor técnico mínimo de generación, puesto que determina la cantidad de electricidad desaprovechada de las RES.

El modelo propuesto en (Braun 2008) se centra en las capacidades de control de las unidades CDE para ofrecer servicios auxiliares, realiza un análisis económico de la participación potencial de DG en control de frecuencia y suministro de potencia reactiva. Ambas propuestas son concluidas con resultados positivos, por lo que se desarrolla un sistema de control para las DER en el centro *ISET's Design-Centre for Modular Supply Technology*, con el objetivo de demostrar las capacidades halladas en el estudio. Las conclusiones obtenidas en el estudio defienden la integración de CDE en el sistema eléctrico contribuyendo a la eficiencia y seguridad de operación del sistema, dado que es factible desde los puntos de vista técnico y económico.

El programa HOMER del NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) se utiliza en (Vuc and Borlea 2013) para estudiar el funcionamiento de una VPP compuesta por 1,2 MW de generación fotovoltaica, 20 turbinas eólicas de 250 kW cada una, una central hidráulica con bombeo de 143 kW, un inversor de 900 kW, un

rectificador de 675 kW y dos consumidores equivalentes. Además, se coloca un máximo de electricidad inyectada a la red: 2 MW. Los resultados obtenidos son positivos en cuanto a compensación de la variabilidad de los recursos renovables, operación de la central de bombeo, limitación de pérdidas en la red, y mejora del ROI con la participación del recurso eólico.

(CITCEA-UPC 2013) es un estudio acerca de la operación de una plataforma real que emula dos microrredes compuestas por generación fotovoltaica y eólica, una estación de carga para vehículos eléctricos y cargas eléctricas, con el objetivo de analizar los beneficios económicos en una VPP considerando un incremento de la penetración del vehículo eléctrico en el sistema. El estudio concluye que la agregación produce una reducción de los costes de operación, y determina su relación con los costes de desvíos.

Respecto al carácter comercial de la VPP, (Coppens 2012) presenta un modelo de CVPP para vender electricidad en los mercados diario e intradiario belgas de 2012. La agregación está compuesta por generadores de biomasa, eólica y solar, y congeladores como cargas controlables. La primera conclusión del estudio es que la operación de los elementos como agregación produce mayores beneficios económicos que la operación de cada elemento por separado. Además, una estrategia de comercialización teniendo en cuenta las predicciones de disponibilidad de producción de los generadores y el futuro estado del mercado produce más beneficio que la venta instantáneo de toda la energía producida por los DG. Por otra parte, la inclusión de gestión de la demanda en las cargas produce reducciones en los costes de operación a costa de un aumento de la demanda menos significativo.

(Ruiz, Cobelo, and Oyarzabal 2009) se centra en el desarrollo de un algoritmo de optimización basado en *Direct Load Control* (DLC) para la gestión de una VPP compuesta por cargas controlables. Para ello, define modelos de cargas simulando el comportamiento térmico mediante EnergyPlus y estudia la estrategia de control óptimo para dispositivos controlables comerciales, particulares e industrias. En el caso a estudio se pone a prueba el algoritmo propuesto en un sistema eléctrico del norte de España, compuesto por aires acondicionados en numerosos edificios comerciales y viviendas. Los resultados muestran que el algoritmo proporciona una reducción en la tarifa eléctrica.

La VPP propuesta en (Tascikaraoglu et al. 2014) incluye generación renovable y no renovable, formando un sistema compuesto por energía eólica y solar, sistemas de hidrógeno y unidades de energía térmica. Las estrategias de predicción y suministro de las cargas propuestas en el estudio son comparadas con otras estrategias analizadas en la literatura, obteniendo resultados más favorables con la metodología propuesta.

El artículo (Nezamabadi and Gharehpetian 2011) presenta un modelo de VPP compuesta por un sistema fotovoltaico, una pila de combustible y un sistema de baterías para el sistema fotovoltaico. Se proponen tres escenarios posibles de gestión energética para su correcto funcionamiento dentro de una red de distribución, en función de la prioridad de operación de los sistemas de generación y la posibilidad de venta o almacenamiento. Los resultados tras las simulaciones muestran que el escenario más beneficioso es el 3, en el cual se realiza un estudio del flujo de potencia para determinar las cargas de cada DG

(minimizando las pérdidas en la red) y se establece como principal prioridad del sistema el suministrar la energía de la manera más económica (minimizando los costes de suministro).

Por último, el estudio (Giuntoli and Poli 2013) presenta un nuevo algoritmo para optimizar el esquema de operación diario de una LSVPP, tras analizar la literatura e introducir numerosas innovaciones: en el estudio se tienen en cuenta los aspectos térmicos de las unidades de generación y consumo, sistemas de almacenamiento eléctricos y térmicos, las recompensas frente al cumplimiento de patrones de flujo de potencia en el PCC, un modelo detallado de precios de electricidad, energía térmica y combustibles, y los incentivos relacionados con la instalación y operación de RES en las redes de distribución. La LSVPP está formada por varias VPP con la estructura mostrada en la figura 3.1.

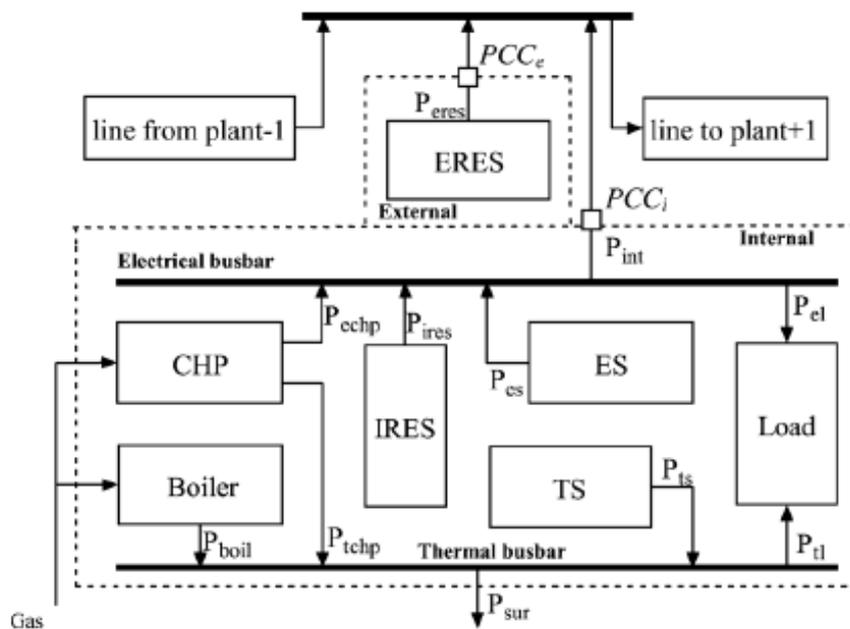


Figura 3.1: Estructura de una VPP individual. Fuente: (Giuntoli and Poli 2013)

Los resultados obtenidos en (Pudjianto, Ramsay, and Strbac 2007) son muy positivos. El algoritmo propuesto es capaz de elaborar estrategias complejas para maximizar los beneficios diarios de la VPP teniendo en cuenta variaciones horarias del precio de los combustibles y la electricidad. En consecuencia, se concluye que es posible gestionar de manera óptima una VPP con producción eléctrica y térmica y sistemas de almacenamiento, en presencia de un marco tarifario complejo y teniendo en cuenta las restricciones técnicas de la red, posibles desplazamientos de la demanda y reducción de generación con RES.

3.3 Tecnologías de la Información y la Comunicación

En esta sección se enuncian diferentes estudios que han sido realizados sobre las tecnologías de la información y la comunicación y su implementación en las

redes inteligentes.

(Bühner et al. 2012) analiza las barreras que se interponen en el desarrollo de las redes inteligentes y distingue tres pilares clave en su estructura: automatización inteligente (*smart automation*), monitorización inteligente (*smart metering*) y agregación inteligente (*smart aggregation*), cada uno de los cuales tiene su base en las TIC. Basándose en el proyecto "Web2Energy" calcula el coste de las inversiones que se deben realizar en cada ámbito para la construcción de una VPP.

En (Etherden and Lundkvist 2013), se evalúan los estándares de comunicación existentes que pueden aplicarse en redes inteligentes, centrándose en las necesidades de las VPP. El modelo SGAM (*Smart Grid Architecture Model*) presenta 5 niveles de interoperabilidad en redes inteligentes, mediante el cual se pueden deducir los requisitos de una VPP. Se propone usar el estándar IEC 61850 para comunicación en las zonas de operación técnica, junto al IEC 61968 CIM, más indicado para zonas de mercado y negocios. Los niveles de aplicación de los estándares se aprecian en 3.2.

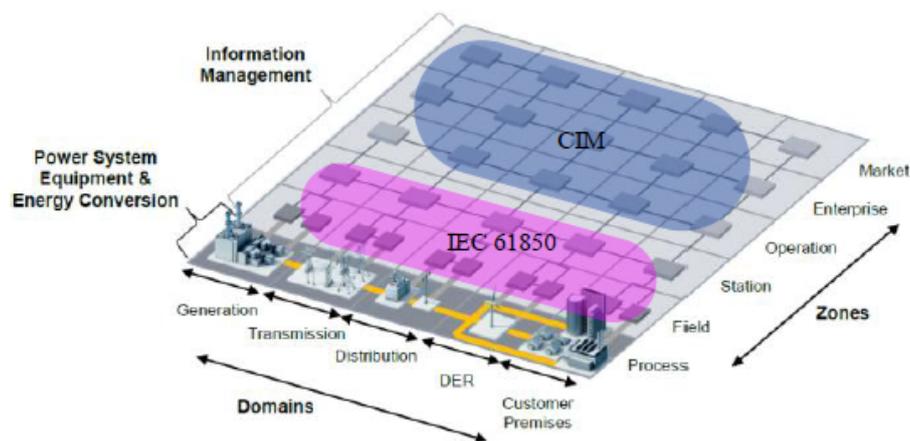


Figura 3.2: Zonas de aplicación de los estándares CIM e IEC 61850 en el modelo SGAM. Fuente: (Hadjsaid and Le-Thanh 2010)

Desde el instituto tecnológico de Grenoble se propone un esquema de comunicación entre DER dentro de una microrred, formando una LAN (*Local Area Network*) (Hadjsaid and Le-Thanh 2010). La plataforma de simulación aparece dentro del proyecto INTEGRAL (INTEGRAL).

Desde el punto de vista de la seguridad y fiabilidad de la infraestructura TIC, (Kampf and Bauer 2012) propone un estudio de los conceptos clave para el diseño de los elementos que forman la infraestructura de las TIC con visión de la situación energética en Alemania en 2020. De los diferentes métodos de comunicación, destacan las tecnologías basadas en internet como las más adecuadas para la aplicación en operaciones con DER , aunque también se propone estudiar el uso de transmisión de onda de radio larga para DER intermitentes de pequeña escala. Con la aplicación de estas tecnologías se pone en peligro la seguridad de la red de comunicación ante ataques de agentes externos que pueden manipular y falsificar la información transmitida. Como conclusión, se propone la creación una red de internet alternativa a la existente

diversas dirigidas por el proyecto DISPOWER (*Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources*) (Bucholz et al. 2006).

Sistemas multiagente (MAS)

La infraestructura de TIC de una VPP se basa en un sistema multiagente (*Multi Agent System, MAS*), definido como una infraestructura de TIC que utiliza dispositivos inteligentes para habilitar un cierto grado de operación autónoma, como en el caso de redes de distribución activa (El-bakari 2012). En las VPP los MAS se utilizan para habilitar operaciones sofisticadas y capacidades de control.

El estudio realizado en (El-bakari 2012) adapta el MAS desarrollado en (Phường 2010) para su uso en VPP. La adaptación es necesaria puesto que las VPP están parcialmente controladas por algoritmos y un operador, al contrario que los sistemas totalmente automáticos MAS. En la figura 3.4 se muestra la estructura del MAS basado en VPP. Destacan tres tipologías de agentes que se corresponden con los productores, los consumidores y los sistemas de almacenamiento. Como se puede observar, el control central recibe toda la información de los agentes del sistema y realiza las operaciones necesarias para generar las órdenes de control.

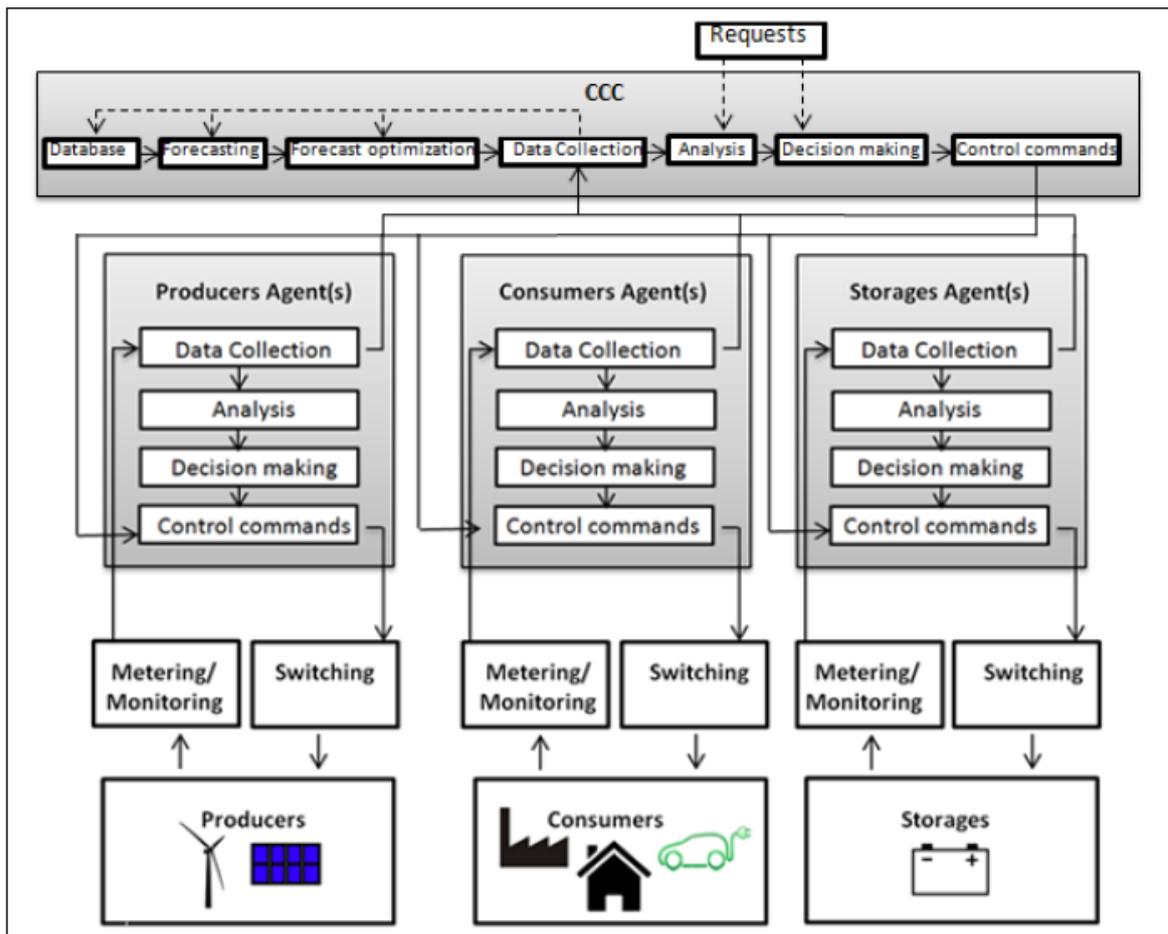


Figura 3.4: Estructura de MAS basado en VPP. Fuente:(El-bakari 2012)

En la sección 2.3.1, se comentaron diversos estudios (Oliveira and Pinto 2012; Vale, Pinto, and Morais 2011; Guedes et al. 2013) que trataban la utilización de

MAS para la simulación del comportamiento de los agentes relacionados con la participación de una VPP en el mercado eléctrico.

3.4 Beneficios económicos

Para la implementación real de VPP y el desarrollo de las infraestructuras necesarias es primordial atraer el interés de los agentes relacionados: empresas, instituciones públicas, consumidores y posibles propietarios de unidades CDE, entre otros, e impulsar la inversión en la tecnología. Para ello es de vital importancia llevar a cabo numerosos estudios económicos fiables que demuestren severamente la viabilidad de la aplicación del concepto VPP en el sistema eléctrico. Se recogen en esta sección diversos estudios que aportan tales análisis económicos.

En (Braun 2008) se realiza un análisis acerca de la oferta de servicios auxiliares, mostrando que la participación de VPP en tales servicios puede producir beneficios económicos. En el estudio también aparecen analizados los costes de la infraestructura TIC, los costes de transacción (contratos realizados entre agentes) y los costes externos (principalmente las emisiones de CO₂), concluyendo que su estimación es muy difícil, por lo que debe tratarse en investigaciones futuras.

(Michiels, Vos, and Driesen) implementa un algoritmo de simulación para CVPP con el objetivo de analizar los beneficios de la agregación y los posibles servicios auxiliares que se podrían ofertar. En este caso analiza la agregación de DG en Bélgica, por lo que tiene en cuenta el valor de los subsidios que recibe cada tecnología en el país. Por ello, la energía fotovoltaica se establece como la más beneficiosa. Respecto a las unidades de cogeneración, producen beneficios al actuar como balanceadores de la generación. Y, en cuanto a los servicios auxiliares, los resultados muestran que la participación en ellos supone disminuir los beneficios obtenidos mediante la agregación.

Por otra parte, (Brisette et al. 2011) presenta un análisis económico centrado en el período de retorno (ROI), las baterías de almacenamiento, los beneficios de la VPP y los beneficios de los consumidores según técnicas de gestión de la demanda. Las técnicas DR son examinadas en el modelo propuesto en (Verellen et al.), un modelo de CVPP compuesta por aerogeneradores, paneles fotovoltaicos e instalaciones de cogeneración. En primer lugar se analizan los beneficios que produce la agregación, concluyendo con resultados positivos. Y, en segundo lugar, se incorpora un perfil de demanda flexible mediante dos mecanismo de DR: ToU y RTP. El objetivo de las técnicas es desplazar el consumo eléctrico de las horas pico (con mayor coste) a horas valle (con menor coste). Para ambas técnicas se aprecian beneficios para la CVPP, mostrando además una reducción de las facturas de los consumidores participantes en los programas.

Por otro lado, (CITCEA-UPC 2013) expone los beneficios económicos que aportaría una VPP considerando la inclusión de numerosos vehículos eléctricos, utilizando una plataforma real para la implementación de la simulación. Los resultados demuestran que la inclusión de vehículos eléctricos en la VPP elevan

los beneficios y las posibilidades de operación.

En cuanto a la participación en el mercado eléctrico, (Coppens 2012) propone un modelo de CVPP para vender electricidad en el mercado diario e intradiario belga de 2012. Los elementos agregados son generadores de biomasa, eólica y solar y congeladores con demanda flexible. Los resultados muestran que la demanda flexible aumenta considerablemente los beneficios de la VPP al participar esta en ambos mercados eléctricos.

3.5 Proyectos destacados

Energinet.dk, el TSO nacional danés, inició en Dinamarca el proyecto CCPP (*Cell Controller Pilot Project*) (Energinet 2012) con el objetivo de desarrollar y demostrar la capacidad de usar DG y otros recursos de energía conectados a la red de distribución. Una de las ideas era agregar los recursos para formar una central individual, una VPP, que pudiese ofrecer servicios auxiliares a la red de distribución. El proyecto se desarrolló durante el periodo de tiempo comprendido entre 2005 y 2011. Se comenzó con un estudio acerca de la generación y la demanda, para desarrollar una estrategia de control general, *Cell Controller*, que se puso a prueba en el laboratorio InteGrid (Fort Collins, Colorado, USA). Tras esta primera etapa se puso en práctica el sistema en una red de distribución piloto de 60 kV al oeste de Dinamarca, el área Holsted, gracias a la colaboración del DSO Syd Energi (SE). El éxito del proyecto ha demostrado que el prototipo del sistema *Cell Controller* es capaz de convertir una red de distribución típica en una nueva red inteligente, ofreciendo todas las ventajas que ello conlleva.

Los documentos (Barth et al. 2013; Mateo and Frías 2014) muestran los resultados del proyecto europeo PVGRID, en el que se estudia la integración de la energía solar fotovoltaica en las redes de distribución. Algunos de los temas que tratan son las barreras regulatorias, las posibles soluciones técnicas y una serie de recomendaciones que se proponen tras analizar diversos casos-estudio nacionales en: Alemania, Italia, República Checa y España.

El proyecto francés PREMIO (Belhomme and Tranchita 2011), cuyas siglas se refieren a Integración y Optimización de Generación Distribuida, Gestión de la Demanda y Recursos de Energía Renovable", se trata del primer proyecto de prueba de una red inteligente desarrollado en Francia. Comenzó en 2008 con la principal colaboración de EDF (*Electricité De France*) ADEME, ERDF, WATTECO, GIORDANO y CRISTOPIA, y el liderazgo de CAPENERGIES, un grupo dedicado a las competencias de los implicados en el sector energético. Su principal objetivo era estudiar como las unidades CDE de una región pueden ser asociados para conseguir un objetivo global, como reducción de emisiones de CO₂ o picos de demanda. Los experimentos desarrollados abarcaron sistemas de almacenamiento acoplados a unidades fotovoltaicas, desplazamientos de la demanda residencial y comercial, sistemas de abastecimiento de agua caliente y estufas de leña diseñadas para sustituir calentadores eléctricos individuales (PREMIO). A través de PREMIO, EDF participa en un proyecto con junto con el instituto americano EPRI (*Electric Power Research Institute*): la Iniciativa para la Prueba de una Red Inteligente (*Smart-Grid Demonstration Initiative*). El proyecto

finalizó en 2013, y el informe final está en venta (PREMIOfinal). Los resultados muestran la factibilidad de la agregación en VPP para diversas unidades CDE. Las mayores dificultades han sido la inexistencia de un estándar común de comunicación entre DER, por lo que EPRI y EDF han colaborado en un Modelo de Información Común (*Common Information Model, CIM*).

(Belhomme and Tranchita 2011) realiza un análisis, entre otros, del proyecto francés denominado MILLENER (MILLENER), que ha sido desarrollado en las islas de Corsica, La Réunion y Guadalupe. Este proyecto, formado por una VPP con 250 sistemas fotovoltaicos y alrededor de 1000 sistemas de calefacción y refrigeración, tiene como objetivo desarrollar métodos y herramientas que faciliten la integración de generación renovable distribuida y permitan gestionar los flujos de potencia y la demanda. Al tratarse de un proyecto desarrollado en islas, se centra más en la parte técnica que en la comercial. Los principales colaboradores son ADEME, EDELIA, BPL Global, Delta Dore, Tenesol, Schneider Electric, SAFT y EDF.

El proyecto "Virtuelles Kraftwerk Unna" consiste en la operación en la región alemana de Unna de una VPP formada por 6 plantas de cogeneración, 2 parques eólicos, una central hidroeléctrica, una microturbina de gas y varios sistemas fotovoltaicos de pequeña dimensión. Esta VPP, que produce 35 GWh de electricidad y 37 GWh de energía térmica al año, tiene como principal objetivo reducir los costes asociados a la tarea de equilibrar los flujos de potencia locales. El sistema utiliza el EMS MAXIMUS satisfactoriamente para mejorar la operación de sus elementos (Unna ; Buchholz and Schluucking 2006).

En Grecia, el Centro de Recursos de Energía Renovable (CRES), la Universidad Técnica Nacional de Atenas (NTUA) y el campamento de verano Meltemi fueron escogidos como lugares para albergar los DER propuestos para formar una VPP con el objetivo de demostrar sus beneficios para los propietarios de DER (Hatzigargyriou 2010). Usando datos reales, la VPP se evaluó económicamente bajo varios niveles de producción de fotovoltaica, varios escenarios de mercado y diferentes demandas térmicas. Como conclusión, se determinó que los beneficios económicos debidos a desconexión de cargas flexibles fueron positivos, la gestión activa de una parte de la red como VPP puede mejorar el valor de los DER instalados y las unidades de cogeneración son más beneficiosas en combinación con sistemas de almacenamiento eléctrico y térmico.

ECN, un instituto holandés de investigación en energía renovable, y la compañía de gas Gasunie construyeron un prototipo de VPP en los Países Bajos, formada por 10 viviendas con 10 unidades de cogeneración de 1 kW de potencia cada una, con el objetivo de demostrar la capacidad de la agregación de este tipo de unidades para reducir los picos de demanda. El resultado obtenido, tras la prueba en mayo de 2007, fue una reducción del 30-50 % de los picos de demanda sin deteriorar la calidad de suministro (Roossien, Hommelberg, and Warmer 2008).

Otro proyecto llevado a cabo por el gobierno holandés dentro de su programa de investigación en redes inteligentes es el denominado PowerMatching City (Roossien et al. 2011), que a su vez está integrado en el proyecto INTEGRAL de la Unión Europea. En este proyecto se estudia una VPP doméstica que puede desplazar su producción y consumo energético, con el objetivo de utilizar su flexibilidad para compensar los desequilibrios causados por la energía eólica. La

VPP a estudio es una agregación formada por una turbina eólica de 2,5 MW, dos vehículos eléctricos y 22 viviendas: 10 de ellas con microgeneración y 12 de ellas con bombas de calor, conectadas con un sistema de almacenamiento. Los resultados concluyeron positivamente, demostrando que la coordinación inteligente de gestión de la demanda y generación distribuida entre viviendas puede contribuir significativamente a la reducción de desequilibrios.

3.6 Investigación futura

Tras obtener una visión general de los estudios realizados y los proyectos en curso, los principales temas de investigación asociados a las VPP se enumeran a continuación.

Respecto a la estructura y operación de la VPP:

1. Predicción de la demanda.
2. Predicción de generación para RES no controlables.
3. Aplicación de técnicas de gestión de la demanda (DSM)
4. Sistemas de almacenamiento térmicos y eléctricos.
5. Cogeneración y trigeneración.
6. Algoritmos de optimización de operación.
7. Lazos de control.
8. Participación en los diferentes mercados eléctricos.
9. Servicios auxiliares ofertados por los DER.
10. Beneficios proporcionados por la VPP a los operadores de las redes de distribución y transporte.

Respecto a las tecnologías de la información y la comunicación:

1. Desarrollo de dispositivos que permitan cubrir las nuevas necesidades derivadas del nuevo concepto de flujo y gestión de energía: *smart meter*, *smart breaker*, protecciones, BEMI (*Bidirectional Energy Management System*).
2. Estandarización de los dispositivos y protocolos, regulación.
3. Integridad de datos, seguridad y privacidad.
4. Sistemas multi-agente (MAS).

Otros:

1. Estudio de modelos de redes inteligentes para comprender su operación.

2. Protecciones necesarias para el correcto funcionamiento y fiabilidad de la red.
3. Integración de las DER. Problemas asociados, beneficios en agregación, legislación y regulación.
4. Técnicas DSM aplicables sobre los consumidores bajo el marco legislativo y regulatorio nacional.
5. Análisis técnico de la implementación de VPP en el sistema eléctrico.
6. Análisis económico de la implementación de VPP en el sistema eléctrico.

CAPÍTULO 4:

DEFINICIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO

Una vez analizado el concepto de Virtual Power Plant y el estado del arte, se ha considerado realizar un modelo que permita simular la operación de sistemas de prosumidores y determinar la operación óptima de sus componentes mediante datos históricos de demandas, meteorológicos y precio de la electricidad en el mercado eléctrico diario. Bajo este modelo de programación se comparan los beneficios que aporta la agregación frente a la operación de los sistemas de forma desagregada. Por otra parte, se estudian los resultados que obtendría el modelo en el caso de que se utilizaran técnicas de predicción exactas. De esta manera, se obtiene un rango de costes/beneficios sobre el que trabajará la VPP según la exactitud de los datos utilizados para predecir las variables en el modelo. A su vez, se comparan los costes y beneficios obtenidos con la operación de los sistemas agregados con dos mecanismos de incentivación de generación distribuida.

El siguiente capítulo se divide en tres secciones. En la primera sección se definen los sistemas considerados en los casos de estudio, denominando cada sistema individual como VPP Local (*Local VPP*, LVPP). Una vez definidos los sistemas y elementos que componen el escenario base, se enumeran los diferentes casos de estudio: marco político-energético con Feed-in-Tariff, marco político-energético con balance neto y marco político-energético con agregación como Virtual Power Plant.

A continuación, se detalla la metodología de programación estocástica utilizada para la formulación del algoritmo de operación de la VPP a gran escala (*Large Scale VPP*, LSVPP). Y, por último, se presentan las variaciones en el modelo que permiten estudiar los resultados obtenidos en el caso de poseer predicción exacta y en el caso de que los sistemas no se agreguen y operen individualmente como LVPP.

4.1 Definición de los sistemas LVPP considerados

Debido al elevado número de datos que debe manejar el estudio, se han agrupado diferentes edificios y comercios formando un total de 12 LVPP. La tabla 4.2 muestra las principales características de los sistemas.

Tabla 4.1: Elementos considerados en los sistemas LVPP. Fuente: Elaboración propia.

LVPP	Descripción	Unidades	Módulos FV	Módulos ST	CHP	ESSe	ESSt
1	Comunidad de 12 viviendas	10	979	496	X	X	X
2	Comunidad de 12 viviendas	10	979	496	No considerado	X	X
3	Comunidad de 12 viviendas	10	0	496	No considerado	No considerado	X
4	Comunidad de 10 viviendas	10	816	496	X	X	X
5	Comunidad de 60 viviendas	10	4897	2481	No considerado	X	X
6	Supermercado	8	0	36	X	No considerado	X
7	Restaurante	5	991	76	No considerado	X	X
8	Mediana empresa	3	2118	19	No considerado	X	X
9	Centro comercial	2	0	0	X	No considerado	No considerado
10	Hospital	1	2373	614	X	X	X
11	Instituto secundaria	2	1429	158	No considerado	X	X
12	Hotel	3	1929	1842	X	X	X

Las 5 primeras LVPP se corresponden a agrupaciones de viviendas residenciales. Las diferencias entre ellas radican en los elementos de generación distribuida que integran y en el tipo de tarifa eléctrica contratada.

- El sistema LVPP1 es una agrupación de 120 viviendas que cuentan con una instalación solar formada por 979 paneles fotovoltaicos y 496 colectores térmicos, 10 equipos de cogeneración (CHP) a base de gas natural de 19 kW de potencia eléctrica máxima y un sistema de almacenamiento eléctrico a base de baterías. Cada vivienda posee 2,3 kW de potencia contratada dentro de una tarifa 2.0A.
- El sistema LVPP2 considera los mismos elementos que el sistema anterior, a excepción del sistema de cogeneración, que es inexistente.
- El sistema LVPP3 tiene menor inversión en generación distribuida, posee solamente la instalación solar térmica, y mantiene la misma tarifa contratada que los sistemas anteriores.
- El sistema LVPP4 es una agrupación de 100 viviendas con 816 paneles solares fotovoltaicos, 414 colectores térmicos, 10 equipos de cogeneración de 19 kW de potencia eléctrica máxima, y el mismo sistema de almacenamiento que el del sistema LVPP1. La principal diferencia radica en que en este caso la tarifa contratada es 2.0DHA, una tarifa con discriminación horaria.
- El último sistema residencial, LVPP5, está compuesto por 600 viviendas y cuenta con una instalación solar fotovoltaica y térmica de 4897 y 2481 paneles, respectivamente, y un sistema de almacenamiento eléctrico por baterías. La tarifa contratada es 2.0DHA.

Una vez definidas las agregaciones residenciales, se introducen instalaciones típicas que podrán formar parte de VPPs, tales como edificios del sector secundario y del sector terciario.

- El sistema LVPP6 está formado por 8 supermercados, cada uno de los cuales pone a disposición del sistema un equipo de cogeneración de 50 kW eléctricos de potencia máxima. También comparten un sistema de generación térmica compuesto por 36 colectores térmicos.
- El sistema LVPP7 está formado por 5 restaurantes. Este sistema cuenta con 991 paneles solares fotovoltaicos, 76 colectores térmicos y un sistema de almacenamiento eléctrico por baterías.
- El sistema LVPP8 es un conjunto de medianas empresas que comparten 2118 paneles fotovoltaicos, 19 colectores térmicos y sistemas de almacenamiento eléctrico.
- El sistema LVPP9 está compuesto por dos centros comerciales. Este sistema posee dos equipos de cogeneración de 19 kW de potencia máxima cada uno.

Estos últimos 4 sistemas, tienen contratada una tarifa 3.0A, al necesitar un potencia contratada superior, cuyo valor es 310, 32, 169 y 68 kW, respectivamente.

- El sistema LVPP10 es un hospital que posee 2373 paneles fotovoltaicos, 614 colectores térmicos y un equipo de cogeneración de 140 kW eléctricos de potencia máxima. El sistema también posee almacenamiento eléctrico mediante un sistema de baterías. Dada la dimensión de su demanda, este sistema tiene contratada una tarifa 6.0 con una potencia de 1334 kW.
- El sistema LVPP11 corresponde a dos institutos de secundaria con 1429 paneles solares fotovoltaicos, 158 colectores térmicos y un sistema de almacenamiento eléctrico por baterías. La tarifa contratada es 6.0 con una potencia de 992 kW.
- El sistema LVPP12 está formado por tres hoteles, en conjunto comparten 1929 paneles fotovoltaicos, 1842 colectores térmicos, sistemas de almacenamiento eléctrico y tres equipos de cogeneración de 140 kW de potencia máxima cada uno. La tarifa contratada es 3.0A con 421 kW.

La normativa del CTE (Código Técnico de la Edificación) establece la obligación del uso de sistemas de energía solar térmica en la construcción de todos los edificios nuevos y la rehabilitación de los existentes. Estos sistemas cubrirán entre un 30 % y un 70 % las necesidades de agua caliente sanitaria, en función de la zona. En los casos de estudio el dimensionado de los paneles térmicos se ha realizado teniendo en cuenta estas especificaciones, estimando una cobertura del 50 %. El dimensionado se detalla en el Anexo B.

Finalmente, cabe destacar que todos los sistemas definidos poseen calderas como soporte a la demanda térmica y sistemas de almacenamiento térmicos, como se puede observar en las tablas 4.2 y 4.3. Esto se debe a que el CTE obliga a separar

Tabla 4.2: Dimensión de los elementos de las LVPP. Fuente: Elaboración propia.

LVPP	Descripción	FV		Solar térmica		CHP		
		Potencia (kWp)	Área (m ²)	Área (m ²)	Potencia máxima (kW)	Potencia máxima (kW)	Ratio	Eficiencia
1	Agrupación de 12 viviendas	326	1597	864	190	10	1,63	35,1
2	Agrupación de 12 viviendas	326	1597	864		No considerado		
3	Agrupación de 12 viviendas	0	0	864		No considerado		
4	Agrupación de 10 viviendas	272	1331	720	190	10	1,63	35,1
5	Agrupación de 60 viviendas	1631	7986	4317		No considerado		
6	Supermercado	0	0	63	400	25	1,60	33,8
7	Restaurante	330	1616	132		No considerado		
8	Mediana empresa	705	3454	33		No considerado		
9	Centro comercial	0	0	0	38	10	1,63	35,1
10	Hospital	790	3870	1068	140	70	1,51	36,5
11	Instituto secundaria	476	2331	275		No considerado		
12	Hotel	642	3146	3204	420	70	1,51	36,5

Tabla 4.3: Dimensión de los elementos de las LVPP. Fuente: Elaboración propia.

LVPP	ESS eléctrico					ESS térmico					Caldera		
	Potencia carga (kW)	Potencia descarga (kW)	Capacidad máxima (kWh)	Capacidad mínima (kWh)	Eficiencia (%)	Potencia carga (kW)	Potencia descarga (kW)	Capacidad máxima (kWh)	Capacidad mínima (kWh)	Eficiencia (%)	Potencia máxima (kW)	Potencia mínima (kW)	Eficiencia (%)
1	50	20	245	2	99	200	50	400	10	99	410	12	97
2	50	20	245	2	99	200	50	400	10	99	410	12	97
3			No considerado			200	50	400	10	99	410	12	97
4	50	20	245	2	99	200	50	400	10	99	410	12	97
5	250	100	1224	10	95	400	100	800	20	99	2050	12	97
6			No considerado			160	40	320	10	99	1280	27	97
7	50	20	245	10	99	200	50	400	20	99	205	12	97
8	150	60	734	20	95	120	30	240	20	99	72	11	86
9			No considerado					No considerado			178	22	98
10	100	40	490	40	95	40	10	80	20	99	560	52	97
11	50	20	245	10	95	80	20	160	20	99	410	12	97
12	300	120	1469	40	95	120	30	240	20	99	1680	52	97

la energía que proviene del sol de la energía de apoyo (en este caso una caldera de gas) con el objetivo de aprovechar el 100 % de la energía solar.

En cuanto a las demandas eléctricas y térmicas de cada sistema, se han utilizado los datos facilitados por la web OPENEI, creada por el Departamento de Energía de Estados Unidos en diciembre de 2009 (OpenEI). Los perfiles de demanda utilizados se presentan en el Anexo A.

El dimensionado de los recursos de energía distribuidos se ha realizado teniendo en cuenta las especificaciones técnicas de productos comerciales. Los paneles solares fotovoltaicos utilizados se presentan en el Anexo C y los colectores solares en el Anexo B. Los sistemas de cogeneración han sido escogidos entre los modelos de Bosch: Commercial and Industrial Heating Combined heat and power modules CE 19 NA - CE 400 NA. Las calderas se corresponden con los modelos de Chaffoteaux, así como los modelos Celectic de acumuladores de agua caliente utilizados. En cuanto a las baterías, se han escogido los modelos *tubular vented*

cells de HAWKER.

Por último, los datos meteorológicos utilizados para determinar la capacidad de producción con energía renovable se han obtenido de una estación meteorológica de Navarra (Navarra). Los datos de irradiancia global y temperatura obtenidos han sido utilizados para determinar la potencia generada mediante un modelo de Simulink construido según las especificaciones del panel solar fotovoltaico seleccionado, el proceso se detalla en el Anexo C. En cuanto a la generación solar térmica, el dimensionamiento de las instalaciones se presenta en el Anexo B. Para los cálculos de dimensionamiento se han utilizado los datos proporcionados por la herramienta PVGIS (PVGIS) de la Unión Europea y los datos ofrecidos por el Atmospheric Data Center (NASA) de la NASA.

En conclusión, los sistemas LVPP definidos pueden representarse como en la figura 4.1, con el PCC localizado en una subestación. En esta figura están representados todos los elementos posibles de una LVPP: bus eléctrico, bus térmico, diferentes tipos de generadores y demandas energéticas.

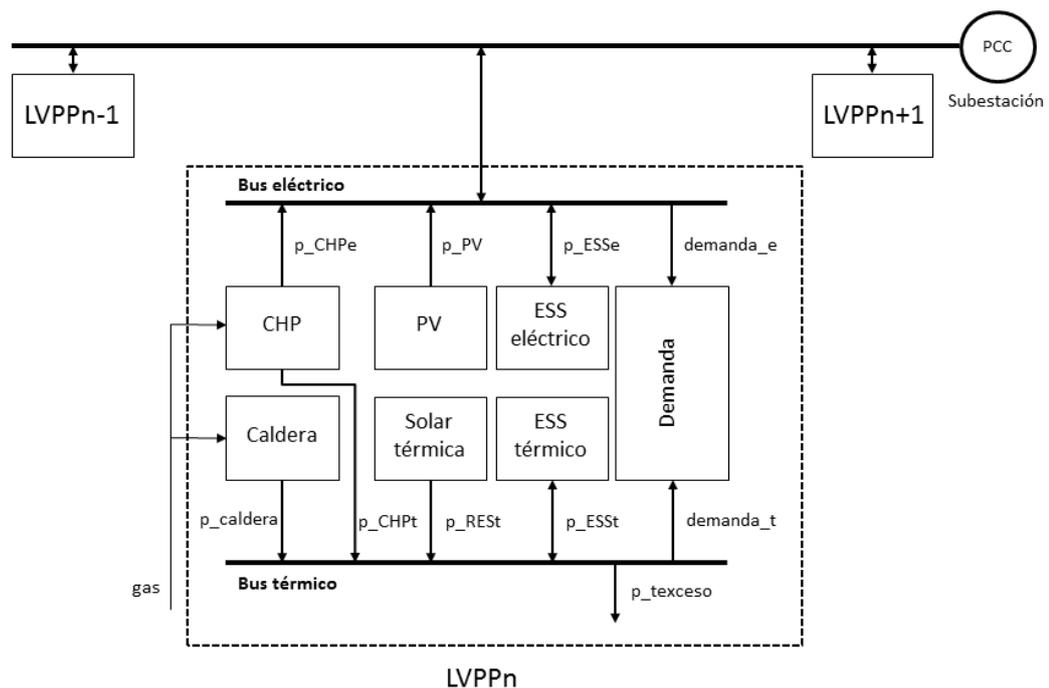


Figura 4.1: Estructura de una LVPP en los casos de estudio. Fuente: Elaboración propia

En la tabla 4.4 se presentan las tarifas contratadas por cada sistema, exponiéndose los términos de energía y de potencia divididos por periodos tal y como aparecen en (BOE).

Tabla 4.4: Tarifas eléctricas contratadas y términos característicos.
Fuente: (BOE)

LVPP	Tarifa	Pc (kW)	TPA (€/kW)						TEA (€/kWh)						
			P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
1	2.0A	2,3	38,043426							0,044027					
2	2.0A	2,3	38,043426							0,044027					
3	2.0A	2,3	38,043426							0,044027					
4	2.0DHA	2,3	38,043426	38,043426						0,062012	0,002215				
5	2.0DHA	2,3	38,043426	38,043426						0,062012	0,002215				
6	3.0A	310	40,728885	24,43733	16,291555					0,018762	0,012575	0,00467			
7	3.0A	32	40,728885	24,43733	16,291555					0,018762	0,012575	0,00467			
8	3.0A	490	40,728885	24,43733	16,291555					0,018762	0,012575	0,00467			
9	3.0A	68	40,728885	24,43733	16,291555					0,018762	0,012575	0,00467			
10	6.1	1334	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137	
11	6.1	992	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137	
12	3.0A	421	40,728885	24,43733	16,291555					0,018762	0,012575	0,00467			

4.2 Casos de estudio

Se han desarrollado cinco casos de estudio diferentes con el objetivo de comparar los resultados obtenidos con la operación de los sistemas como LVPP individuales o agregadas formando una LSVPP.

Los dos primeros casos se basan en analizar la operación de los sistemas dentro de marcos políticos con incentivación de generación distribuida de origen renovable. El caso de estudio 1 considera Feed-in Tariff, mientras que el caso de estudio 2 estudia el mecanismo de balance neto. Los tres casos siguientes estudian la operación de los sistemas con capacidad de acceder al mercado eléctrico.

El caso de estudio 3 analiza la operación óptima de cada LVPP de forma individual con la capacidad de comerciar en el mercado eléctrico, mientras que el caso de estudio 4 analiza la operación agregada de los sistemas LVPP formando una LSVPP. En ambos casos se utilizan datos históricos de demanda, temperatura, irradiancia y precio del mercado diario para predecir las variables del día de operación. La exactitud de la predicción es un punto clave para acceder al mercado eléctrico, puesto que se debe comunicar al operador del mercado la energía que se quiere comerciar un día antes de su deliberación, y los desvíos que se produzcan el día de la operación respecto del dato previsto ocasionan un coste por penalización. Para demostrar la importancia de los datos utilizados para predecir la operación óptima se utilizan dos grupos de datos históricos: el primero, formado por los datos útiles de los tres meses anteriores al día de operación, se utiliza en los casos 3.1 y 4.1; y el segundo, formado por los datos del último mes, se utiliza en los casos 3.2 y 4.2. Los grupos de datos históricos utilizados se denominan conjunto de datos trimestrales y conjunto de datos mensuales, respectivamente.

Por último, el caso de estudio 5 presenta la operación de los sistemas agregados del caso 4, con la diferencia de que en este caso la predicción es exacta, y, por tanto, el operador del mercado no penaliza la operación por desvíos. En la figura 4.2 se enumeran los casos de estudio y los modelos utilizados.

Una de las principales diferencias es que en los dos primeros casos, los clientes deben tener contratada una tarifa eléctrica con un comercializador para

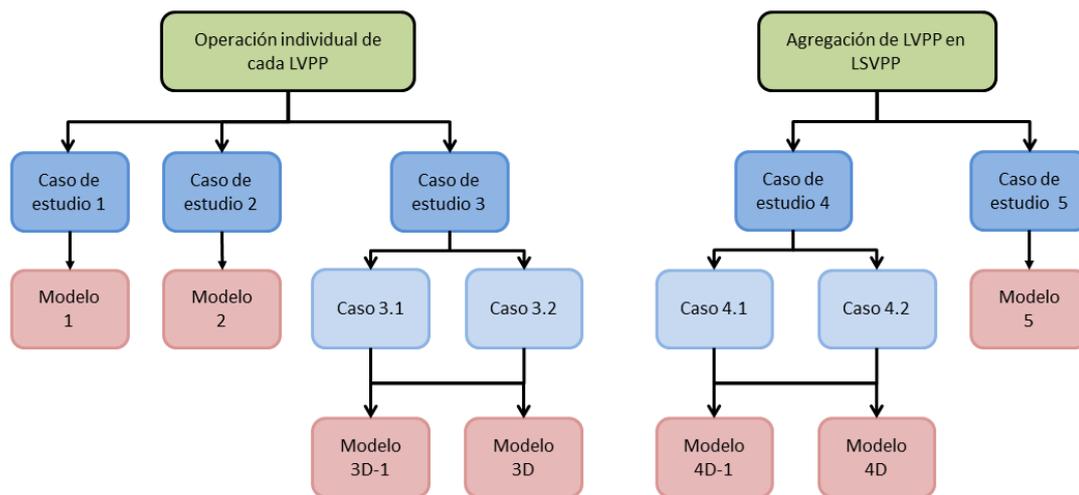


Figura 4.2: Diagrama de casos de estudio y modelos utilizados.
Fuente: Elaboración propia.

poder comerciar con la electricidad, mientras que en los tres últimos caso, los clientes agrupados cuentan con un agregador que comercia con la energía en el mercado eléctrico diario. Debido a la legislación vigente en España, no está permitido contar con sistemas de almacenamiento eléctrico en instalaciones de consumidores que tengan la capacidad de producir energía en la red, según el artículo 11.4 del Real Decreto 1699/2011: "En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del de la instalación autorizada, ni de acumulación".

La razón de la prohibición radica en el temor de que los usuarios utilizaran los sistemas de almacenamiento para comprar energía de la red y venderla después como si se tratara de energía solar, recibiendo primas por ello. El asunto podría haberse resuelto fácilmente si se hubiera especificado que las baterías solamente podrían colocarse entre el grupo de paneles y el inversor, en el caso de que este fuera unidireccional.

Para ser coherentes con la legislación española, en los dos primeros casos no se considera la existencia y operación de sistemas de almacenamiento eléctrico.

A continuación se detallan los marcos político-energéticos existentes en cada caso de estudio.

4.2.1 Feed-in Tariff

En el caso de estudio 1 se estudia la operación de cada sistema individual en el caso de que el marco legislativo ofreciera retribución por generar electricidad con fuentes de energía renovable mediante tarifas FIT (Feed-in Tariff), actualmente

vigentes en Alemania y suspendidas por el gobierno de España (European Union).

Este sistema de retribución se caracteriza porque el cliente recibe remuneración por la energía de origen renovable producida y vendida a la red. La energía producida se vende a un precio fijo, compuesto por un incentivo más el precio de venta en el mercado eléctrico, que depende de la tecnología, la potencia instalada y la localización geográfica de la instalación productora. El incentivo económico incluido en la tarifa es aportado por los consumidores del sistema eléctrico nacional, siendo reflejado en la factura eléctrica. Otras características a destacar de este sistema de retribución son que existe una garantía de acceso a la red, se garantiza la compra de la electricidad inyectada durante 15-25 años y que la retribución se reduce a medida que pasa el tiempo y aumenta el número de usuarios con este tipo de tarifa hasta igualarse al precio de venta del mercado. En diversos países, se ofrece también un pago por energía producida, independientemente de que sea vendida a la red o autoconsumida, siendo el precio de ésta fijado por la entidad correspondiente.

4.2.2 *Balance neto*

En el caso de estudio 2 se considera la posibilidad de que los prosumidores puedan beneficiarse del sistema de balance neto (*net metering*, en inglés), implementado en diversos países como Estados Unidos o Bélgica para favorecer la integración de renovables como generación distribuida. El sistema de balance neto permite al cliente capaz de generar su propia energía eléctrica compensar su demanda con su exceso de producción, de manera instantánea o diferida. En este caso, la red actúa como una especie de sistema de almacenamiento infinito, en el cual el cliente puede verter su exceso de producción eléctrica y recuperarlo cuando sea necesario sin coste adicional alguno.

Existen diferentes legislaciones acerca del balance neto, las cuales definen las siguientes características: disponibilidad de balance neto, posibilidad y cantidad máxima de exceso de energía que se puede reutilizar, valor de la energía vertida/extraída de la red, tasa por conexión y liquidación del saldo de energía restante/en déficit.

En el presente estudio se considera que no existe límite temporal para reutilizar la energía vertida en la red y no existe liquidación del saldo de energía restante. La tasa de conexión es la misma que un consumidor normal, según el artículo 9 de la Ley 24/2014 del sector eléctrico sobre el autoconsumo de energía, que establece que las instalaciones de autoconsumo tienen ``obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida, cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico'', por lo que ``estarán obligados a pagar los mismos peajes de acceso a las redes, cargos asociados a los costes del sistema y costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema que correspondan a un consumidor no sujeto a ninguna de las modalidades de autoconsumo descritas en el apartado anterior''.

4.2.3 Agregación como VPP con acceso al mercado eléctrico

Por último, se estudia el escenario principal del presente proyecto, basado en la posibilidad de la agregación de los diferentes sistemas individuales en una VPP, denominada VPP de Gran Escala (LSVPP, por sus siglas en inglés). En este caso, como se ha comentado anteriormente, la operación de los elementos que forman parte de la VPP es controlada por un agregador que se encarga de optimizarla para obtener el máximo beneficio al comerciar con el mercado eléctrico. En este escenario se deben tener en cuenta las ofertas mínimas para acceder al mercado eléctrico y los costes de los desvíos programados. Para calcular los costes de los desvíos que podría producir la operación optimizada en VPP el día anterior según datos históricos de demanda, generación y precios del mercado eléctrico, se propone un modelo de programación estocástica que permita minimizar los costes mencionados, adquiriendo así el mayor beneficio. Para resolver la operación de la agregación el día mismo de la operación, se utiliza un modelo determinista, en el que todas las variables son conocidas. En este escenario se presentan tres enfoques de operación. El primero, caso de estudio 3, considera la participación individual de cada sistema LVPP en el mercado eléctrico y utiliza un modelo de programación estocástico y un modelo determinista para determinar la operación óptima de cada LVPP por separado. El segundo, caso de estudio 4, determina la operación óptima de una agregación de LVPP en una LSVPP utilizando ambos modelos estocástico y determinista. Por último, el caso de estudio 5 utiliza un modelo determinista para determinar los costes/beneficios que obtiene una LSVPP en el caso de poseer un sistema de predicción exacto. Los casos de estudio 3 y 4 son analizados utilizando el conjunto de datos trimestrales, denominándose casos 3.1 y 4.1, y el conjunto de datos mensuales, constituyendo los casos 3.2 y 4.2.

4.3 Consideración de las variables aleatorias

El tercer y cuarto caso de estudio tratan de analizar los costes y beneficios económicos que obtienen los consumidores y prosumidores al agregarse formando una Virtual Power Plant. En este caso, el objetivo es determinar, el día D-1, la energía comerciada con el operador del mercado al día siguiente, día D, según datos históricos de demandas, meteorológicos, y precios del mercado, y las especificaciones técnicas de los elementos de los sistemas LVPP.

El problema considerado contiene variables que dependen de eventos aleatorios que no pueden ser predichos con total exactitud, como puede ser la demanda eléctrica de los consumidores o los datos meteorológicos. Por esta razón, se ha optado por definir un modelo de programación estocástica que permita considerar la naturaleza aleatoria de tales eventos en la resolución del problema de optimización.

Los resultados obtenidos con el modelo estocástico se utilizan para determinar la operación final de la LSVPP el día D mediante un modelo determinista.

4.3.1 Modelo de programación estocástica

Existen diferentes tipos de programación estocástica. Para resolver el problema expuesto en el presente trabajo se ha propuesto un modelo de programación estocástica de dos fases, "two-stage stochastic programming". La formulación general de un problema estocástico de esta categoría se puede dividir en tres pasos.

En primer lugar se debe identificar el conjunto de decisiones que deben ser tomadas sin tener conocimiento de toda la información necesaria, debido al carácter aleatorio de algunos eventos. Ese conjunto de decisiones se denomina "first-stage decisions". En el modelo propuesto, estas decisiones se corresponden con las variables de flujo de potencia en el PCC, que es el valor que se necesita comunicar al operador del mercado el día anterior de la participación en él.

En segundo lugar, los eventos aleatorios deben ser tenidos en cuenta en el algoritmo por medio de vectores que representen distintos escenarios de posibles datos reales. En el caso concreto de estudio, los eventos aleatorios se corresponden con las demandas eléctrica y térmica de cada LVPP, los datos meteorológicos (temperatura e irradiación) del día D y el precio del mercado eléctrico. Para tener en cuenta estos eventos se tiene acceso a datos históricos de cada variable, pudiendo definir así los vectores que representen los distintos escenarios. Tras el tratamiento de los datos, se han considerado 62 escenarios en los problemas 3.1 y 4.1, y 20 escenarios en los problemas 3.2 y 4.2. Los datos se presentan en los Anexos A, B y C.

Finalmente, con los datos históricos se calculan las variables que dependen de estos eventos aleatorios, denominadas "second-stage decisions". En el algoritmo propuesto, estas variables se corresponden con la capacidad de generación con energía renovable y los flujos de potencia de cada uno de los elementos de cada LVPP.

El objetivo del modelo es determinar la operación óptima de cada LVPP (caso de estudio 3) o de la LSVPP (caso de estudio 4) considerando como datos de entrada los escenarios obtenidos de los datos históricos. Es decir, el algoritmo determina el flujo de potencia en el PCC que debe ser comunicado al operador del mercado para el día D y proporcione el menor coste o el mayor beneficio a la agregación. Por tanto, la función objetivo es minimizar el coste o maximizar el beneficio de la operación de la agregación. En esta función objetivo, detallada en la sección 5.2.6 del capítulo 5, cada escenario tiene el mismo peso para obtener la solución.

En el caso considerado, se asume que cada escenario posee las mismas probabilidades de ocurrir. Al inicio del problema se contaba con 92 escenarios correspondientes a los datos recopilados de los tres meses anteriores al día D. Tras analizar los datos se redujeron los escenarios a 62, y estos a su vez se redujeron a 20 para obtener dos soluciones comparativas del problema, tal y como se explica en el Anexo A. Podría realizarse un análisis más detallado para reducir aún más los escenarios útiles o determinar el peso individual de cada uno de ellos en la función objetivo. Otra opción para tratar los datos sería utilizar algún tipo de predicción para poder comparar los perfiles predichos con los datos históricos y determinar la idoneidad de estos últimos.

4.3.2 Modelo de programación determinista

En resumen, el algoritmo se emplea con el modelo estocástico para obtener el flujo de potencia previsto en el PCC un día antes de realizarse el intercambio de energía (día D-1). Este dato es utilizado por el agregador de la VPP para comerciar con el operador del mercado eléctrico.

El día siguiente (día D), el algoritmo se utiliza con el modelo determinista para determinar la operación óptima de la VPP teniendo en cuenta el precio del mercado diario horario determinado el día anterior por el operador del mercado, la potencia en el PCC programada y, por tanto, los costes por desvío asociados, y los datos reales que se van obteniendo al momento de demanda y generación.

Para analizar el efecto de la penalización por desvíos, así como la importancia del mecanismo de predicción de las variables del modelo del caso de estudio 4, se calcula la operación óptima de la LSVPP en el caso de que el sistema de predicción fuese exacto, planteando el caso de estudio 5.

En la figura 4.3 se presenta un diagrama de flujo del algoritmo utilizado para resolver todos los problemas de los casos de estudio.

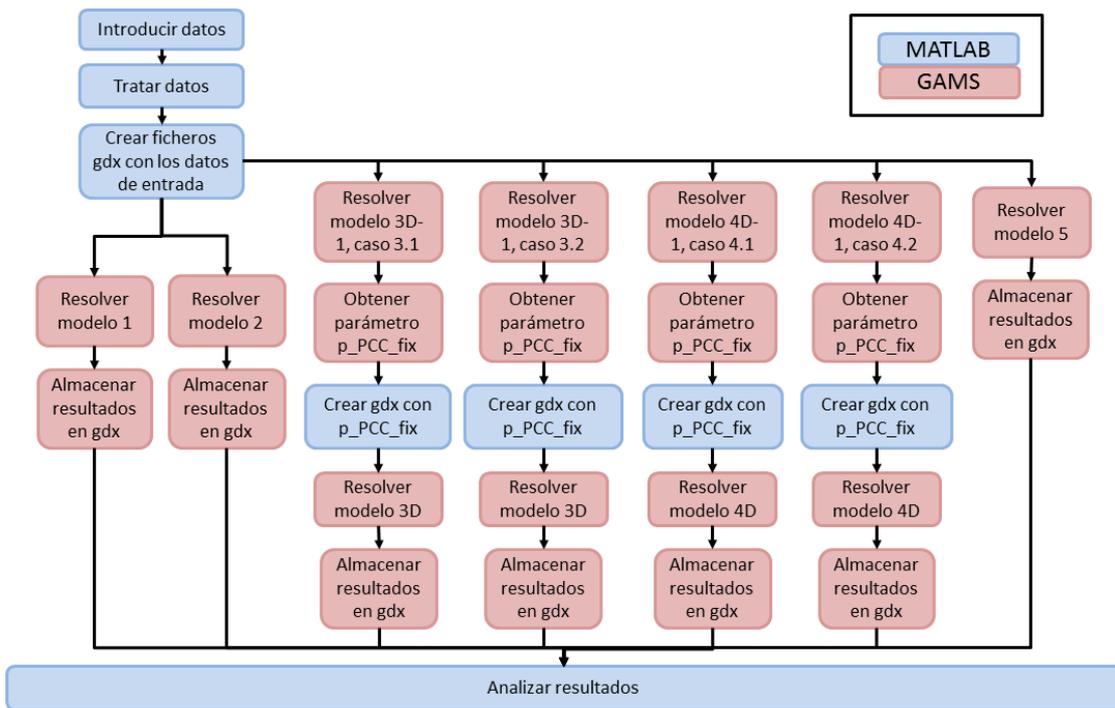


Figura 4.3: Diagrama de flujo del algoritmo propuesto según el caso de estudio. Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO 5: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

En este capítulo se plantea el problema de optimización para obtener los modelos que permiten optimizar la operación diaria de cada LVPP en los casos de estudio 1 y 2, y la operación agregada como LSVPP en el caso de estudio 4. A partir de los modelos de este último caso de estudio se determinarán los modelos a utilizar en los casos de estudio 3 y 5. En primer lugar se definen los datos considerados en el problema. Seguidamente se detallan las restricciones formuladas en cada uno de los casos estudiados, junto con la función objetivo.

5.1 Datos de entrada

Para resolver el problema de optimización se ha utilizado el programa *GAMS*[†], "General Algebraic Modeling System", cuya principal función es formular modelos matemáticos que permitan resolver problemas de optimización lineal, no lineal y entera-mixta (Rosenthal).

Para resolver el problema se han propuesto modelos lineales enteros-mixtos (MIP, Mixed-Integer Programming), que permiten alcanzar un óptimo global y trabajar con variables discretas (Castillo et al.). El programa trabaja con sets, parámetros, variables y ecuaciones. A continuación se detallan los tres tipos de datos utilizados en el modelo.

5.1.1 Sets

Un set es un conjunto de elementos que hacen referencia a los índices que afectan a los parámetros y variables del modelo. En el modelo propuesto se definen 4 sets: t , p , s y z .

- El set t se refiere a cada uno de los 24 valores horarios de una variable o parámetro. En el modelo propuesto se optimiza la operación de cada sistema permitiendo asignar un valor a cada variable para cada una de las 24 horas que corresponde al día considerado. Por tanto, se define el rango de t como $t \in T = \{1, 2, \dots, 24\}$.
- El set p hace referencia al conjunto de sistemas LVPP. En el estudio se han detallado 12 LVPP cuya operación se desea optimizar. El rango de p queda establecido como $p \in P = \{1, 2, \dots, 12\}$.
- El set s es el conjunto de escenarios considerados. En el modelo estocástico se consideran datos históricos de los tres meses anteriores al día de operación, que tras su tratamiento proporcionan 62 escenarios diferentes. El rango de s es $s \in S = \{1, 2, \dots, 62\}$.
- El set z constituye el conjunto de periodos tarifarios existentes. En España existen hasta 6 periodos tarifarios según el tipo de tarifa eléctrica contratada. El rango de z es $z \in Z = \{1, 2, \dots, 6\}$.

Una vez definidos los sets, se deben definir los parámetros necesarios.

5.1.2 Parámetros

Los parámetros son datos con un valor fijo utilizados por el programa para los cálculos. Los parámetros utilizados en el modelo se detallan a continuación. La dimensión de los parámetros se corresponde con la utilizada en el modelo del día D-1 del caso de estudio 4, excepto aquellos que no son utilizados en ese modelo. Las variaciones de las dimensiones de los parámetros en otros modelos se especifican tras la enumeración.

- $demanda_e(p,s,t)$, $t \in T, s \in S, p \in P$. Perfil de demanda eléctrica.
- $demanda_t(p,s,t)$, $t \in T, s \in S, p \in P$. Perfil de demanda térmica.
- $p_RESmax(p,s,t)$, $t \in T, s \in S, p \in P$. Potencia máxima de generación con la instalación fotovoltaica según los datos de temperatura e irradiación.
- $p_RESt(p,s,t)$, $t \in T, s \in S, p \in P$. Potencia de generación de energía térmica con el sistema solar térmico según los datos de temperatura e irradiación.
- $pool(s,t)$, $t \in T, s \in S$. Valor horario del precio de la electricidad en el mercado diario (REE).
- $p_PCC_fix(t)$, $t \in T$. Flujo de potencia previsto en el PCC comunicado al operador del mercado y calculado a partir del modelo estocástico el día anterior a la operación de la VPP (día D-1).

- $p_chpmax(p)$, $p \in P$. Potencia máxima que puede generar el sistema de cogeneración, expresado en kW.
- $p_chpmin(p)$, $p \in P$. Potencia mínima que puede generar el sistema de cogeneración, expresado en kW.
- $ef_chp(p)$, $p \in P$. Eficiencia del sistema de cogeneración en relación electricidad producida por energía del combustible consumido, expresado en %.
- $p_calderamax(p)$, $p \in P$. Potencia máxima del sistema de calderas, expresado en kW.
- $p_calderamin(p)$, $p \in P$. Potencia mínima del sistema de calderas, expresado en kW.
- $ef_caldera(p)$, $p \in P$. Eficiencia media del sistema de calderas, expresado en %.
- $r_chp(p)$, $p \in P$. Ratio energía térmica por energía eléctrica producida del sistema de cogeneración, valor adimensional.
- $p_escarga(p)$, $p \in P$. Potencia máxima de carga del sistema de almacenamiento eléctrico, expresado en kW.
- $p_esdescarga(p)$, $p \in P$. Potencia máxima de descarga del sistema de almacenamiento eléctrico, expresado en kW.
- $e_esmax(p)$, $p \in P$. Máxima energía que puede almacenar el sistema de almacenamiento eléctrico, expresado en kWh.
- $e_esmin(p)$, $p \in P$. Mínima energía que puede almacenar el sistema de almacenamiento eléctrico, expresado en kWh.
- $p_tscarga(p)$, $p \in P$. Potencia máxima de carga del sistema de almacenamiento térmico, expresado en kW.
- $p_tsdescarga(p)$, $p \in P$. Potencia máxima de descarga del sistema de almacenamiento térmico, expresado en kW.
- $e_tsmax(p)$, $p \in P$. Máxima energía que puede almacenar el sistema de almacenamiento térmico, expresado en kWh.
- $e_tsmin(p)$, $p \in P$. Mínima energía que puede almacenar el sistema de almacenamiento térmico, expresado en kWh.
- $ef_ESScarga(p)$, $p \in P$. Rendimiento del sistema de almacenamiento eléctrico al cargarse, expresado en %.
- $TarifaE(p)$, $p \in P$. Tipo de tarifa eléctrica contratada. Utilizado en los casos de estudio 1 y 2.
- $Pc(p)$, $p \in P$. Potencia contratada. Utilizado en los casos de estudio 1 y 2.
- $TP(z)$, $z \in Z$. Término de potencia aplicable por periodo (BOE). Utilizado en los casos de estudio 1 y 2.

- $TE(z)$, $z \in Z$. Término de energía aplicable por periodo (BOE). Utilizado en los casos de estudio 1 y 2.
- FIT_PV. Feed-in-Tariff para electricidad producida mediante instalación solar fotovoltaica en euro por kWh eléctrico: 0,34 €/kWh (RD 1578/2008). Utilizado en el caso a estudio 1.
- FIT_CHP. Feed-in-Tariff para electricidad producida mediante sistema CHP en euro por kWh eléctrico: 0,1329 €/kWh (RD 1578/2008). Utilizado en el caso a estudio 1.
- p_{minPCC} . Valor de oferta mínima de energía para acceder al mercado diario, expresada en kWh: 100 kWh (REE).
- c_{comb} . Precio del combustible, gas natural, en euro por kWh. Se utiliza el valor ofrecido por (Gas Natural): 0.04875812 €/kWh.
- c_{nosum} . Coste estimado de no suministrar la electricidad demandada, expresada en €/por kWh: 8,337 €/kWh (CITCEA-UPC and ECLAREON 2013).
- $c_{desviobajar}$. Valor del coste del desvío de la potencia en el PCC según la prevista respecto al precio de mercado, valor adimensional: 1,20 (de España 2014). Se aplica cuando la potencia prevista es superior a la demandada por el operador de la red.
- $c_{desviosubir}$. Valor del coste del desvío de la potencia en el PCC según la prevista respecto al precio de mercado, valor adimensional: 0,60 (de España 2014). Se aplica cuando la potencia prevista es inferior a la demandada por el operador de la red.
- p_{linmax} . Potencia máxima que puede circular por la línea conectada en el PCC. En el modelo actual se han considerado valores suficientemente altos de capacidad de las líneas para no influir en el resultado de los flujos de potencia. Para un estudio más profundo se debe dimensionar el cableado y determinar el valor aproximado de potencia máxima.
- M. Número suficientemente alto, utilizado en programación para definir rangos de variables.

Los parámetros definidos anteriormente referidos a las características de los elementos de generación y almacenamiento de energía han sido obtenidos de las fichas técnicas de productos determinados, especificados en el capítulo 4. Los valores se han presentado en las tablas 4.2 y 4.3. Los valores de costes de desvío se han obtenido como media de los valores de desvío contra el mercado ofrecidos por (de España 2014)

En los casos de estudio 1 y 2 la dimensión de los parámetros $demanda_e$, $demanda_t$, p_{RESmax} y p_{RESt} es (p,t) con $t \in T, p \in P$. En el modelo del día D del caso de estudio 3 y el modelo del caso de estudio 5, la dimensión de los parámetros $demanda_e$, $demanda_t$, p_{RESmax} y p_{RESt} es (p,t) con $t \in T, p \in P$, y el parámetro del precio del mercado se define como $pool(t)$, $t \in T$. La dimensión del parámetro p_{PCC_fix} es (p,t) con $t \in T, p \in P$ para los modelos del caso de estudio 3.

Tras introducir los parámetros en el programa, se deben definir las variables que utilizará el modelo.

5.1.3 Variables

Las variables son datos cuyo valor es determinado por el programa de optimización de acuerdo a las restricciones detalladas que permiten acotarlo, pueden ser reales, positivas o binarias. Las variables definidas en el modelo se detallan a continuación. Como en el caso de los parámetros, las dimensiones se corresponden con las definidas en el modelo del día D-1 del caso de estudio 4, por norma general. La tabla 5.1 muestra las dimensiones de las variables para cada modelo.

Variables reales:

- objetivo. Variable que asume el valor resultado de maximizar o minimizar la función objetivo del modelo. En el modelo propuesto, la variable objetivo hace referencia al coste total del comercio de electricidad.
- $p_ESse(p,s,t)$. Potencia eléctrica suministrada por el sistema de almacenamiento eléctrico, expresada en kW. Un valor negativo indica que el sistema está almacenando energía.
- $p_ESst(p,s,t)$. Potencia térmica suministrada por el sistema de almacenamiento térmico, expresada en kW. Un valor negativo indica que el sistema está almacenando energía.
- $c_FIT(p,t)$. Beneficio por venta de electricidad producida por renovables (valor negativo), expresada en €.
- $c_PCC(s,t)$. Coste total del flujo de potencia en el PCC, expresado en €. Un valor negativo indica que el valor obtenido son beneficios para el sistema VPP.
- $c_PCCTE(p,t)$. Coste del término de energía según la tarifa contratada y el periodo horario, expresado en €.
- $c_PCCTP(p,t)$. Coste del término de potencia según la tarifa contratada y el periodo horario, expresado en €.
- c_total . Coste total del intercambio de energía entre el sistema VPP y el sistema nacional, expresada en €. Un valor negativo indica que el valor obtenido son beneficios para el sistema VPP. En el caso de estudio 3 adquiere el mismo valor que la variable objetivo.

Variables reales positivas:

- $p_RES(p,s,t)$. Producción total del sistema de generación fotovoltaico, expresada en kW.
- $p_PVcon(p,t)(p,s,t)$. Producción para autoconsumo del sistema de generación fotovoltaico, expresada en kW.

- $p_{PVFIT}(p,t)$. Producción del sistema de generación fotovoltaico para venta por tarifa FiT, expresada en kW.
- $p_{CHPe}(p,s,t)$. Producción eléctrica total del sistema CHP, expresada en kW.
- $p_{CHPcon}(p,t)$. Producción eléctrica del sistema CHP para autoconsumo, expresada en kW.
- $p_{CHPFIT}(p,t)$. Producción eléctrica del sistema CHP para venta por tarifa FiT, expresada en kW.
- $p_{CHPt}(p,s,t)$. producción térmica del sistema CHP, expresada en kW.
- $p_{neto_pos}(p,t)$. Potencia eléctrica almacenada en la red, según el sistema de balance neto, expresada en kW.
- $p_{neto_posPV}(p,t)$. Potencia eléctrica producida por el sistema fotovoltaico almacenada en la red, según el sistema de balance neto, expresada en kW.
- $p_{neto_posCHP}(p,t)$. Potencia eléctrica producida por el sistema CHP almacenada en la red, según el sistema de balance neto, expresada en kW.
- $p_{neto_neg}(p,t)$. Potencia eléctrica extraída de la red, según el sistema de balance neto, expresada en kW.
- $p_{PCC_neg}(t)$. Flujo de potencia eléctrica en el PCC introducido en el sistema VPP, expresado en kW.
- $p_{PCC_pos}(t)$. Flujo de potencia eléctrica en el PCC extraído del sistema VPP, expresado en kW.
- $p_{caldera}(p,s,t)$. Potencia térmica suministrada por la caldera, expresada en kW.
- $p_{texceso}(p,s,t)$. Exceso de potencia térmica, expresada en kW.
- $p_{perdida}(p,s,t)$. Potencia de suministro eléctrico no entregado, expresada en kW.
- $p_{perdidat}(p,s,t)$. Potencia de suministro térmico no entregado, expresada en kW.
- $p_z_bajar(s,t)$. Potencia de desvío en el PCC cuando p_{PCC} es mayor que la demanda total, expresada en kW.
- $p_z_subir(s,t)$. Potencia de desvío en el PCC cuando p_{PCC} es menor que la demanda total, expresada en kW.
- $e_{neto}(p,t)$. Nivel de energía disponible para consumir resultado de inyectar en la red exceso de energía eléctrica, según el sistema de balance neto, expresada en kW.
- $ESS_e(p,s,t)$. Energía eléctrica almacenada en el sistema de almacenamiento eléctrico, expresada en kWh.
- $ESS_t(p,s,t)$. Energía térmica almacenada en el sistema de almacenamiento térmico, expresada en kWh.

- $z_{\text{bajar}}(s,t)$. Coste del desvío de potencia en el PCC cuando p_{PCC} es mayor que la demanda total, expresada en kW.
- $z_{\text{subir}}(s,t)$. Coste del desvío de potencia en el PCC cuando p_{PCC} es menor que la demanda total, expresada en kW.
- $c_{\text{combustible}}(p,s,t)$. Coste del combustible utilizado por los sistemas de cogeneración y calderas, expresado en €.
- $c_{\text{perdida}}(p,s,t)$. Coste estimado resultado de no suministrar la electricidad y/p la energía térmica demandada, expresado en €.

Variables binarias:

- $\text{CHP_ON}(s,t)$. Variable binaria cuyo valor es 1 si el sistema CHP está generando, y 0 si está apagado.
- $\text{caldera_ON}(s,t)$. Variable binaria cuyo valor es 1 si el sistema de calderas está generando, y 0 si está apagado.
- $\text{flujopositivo}(t)$. Variable binaria cuyo valor es 1 si el flujo de potencia en el PCC se extrae del sistema VPP, y 0 si se introduce en el sistema VPP.
- $\text{desviopositivo}(s,t)$. Variable binaria cuyo valor es 1 si p_{PCC} es mayor que la demanda total, y 0 si es menor.

Por último, se deben definir las restricciones del modelo.

5.2 Restricciones

Las restricciones son definidas como ecuaciones y líneas de código particulares que permiten obtener el valor óptimo de las variables teniendo en cuenta condiciones técnicas o económicas. A continuación se detallan todas las restricciones definidas en el modelo para cada caso de estudio.

5.2.1 Caso de estudio 1: Marco FiT

El primer caso de estudio hace referencia a un escenario donde la política energética ha apostado por el método Feed-in-Tariff para promover la integración de renovables en las redes de distribución como generación distribuida. En este caso se estudia cada sistema LVPP por separado y se determina la operación óptima del sistema para alcanzar los máximos beneficios. Las ecuaciones utilizadas en GAMS[©] para el modelo desarrollado se detallan a continuación.

- $\text{demigualgen}(p,t)$. La demanda eléctrica de cada sistema LVPP debe ser satisfecha en cada periodo de tiempo.

$$\begin{aligned} \text{demanda}_e(p,t) = & p_{\text{PVcon}}(p,t) + p_{\text{PCC_neg}}(p,t) + p_{\text{CHPcon}}(p,t) + \\ & + p_{\text{ESSe}}(p,t) + p_{\text{perdida}}(p,t) \end{aligned} \quad (5.1)$$

Tabla 5.1: Dimensión de las variables.

Variables	Caso 1	Caso 2	Caso 3 D-1	Caso 3 D	Caso 4 D-1	Caso 4 D	Caso 5
objetivo	-	-	-	-	-	-	-
p_ESSe	p,t	p,t	p,s,t	p,t	p,s,t	p,t	p,t
p_ESSt	p,t	p,t	p,s,t	p,t	p,s,t	p,t	p,t
c_FIT	p,t	No utilizada					
c_PCC	p,t	p,t	p,s,t	p,t	s,t	t	t
c_total	p	p	p	p	-	-	-
p_RES	p,t	p,t	p,s,t	p,t	p,s,t	p,t	p,t
p_PVcon	p,t	p,t	No utilizada				
p_PVFIT	p,t	No utilizada					
p_CHPe	p,t	p,t	p,s,t	p,t	p,s,t	p,t	p,t
p_CHPcon	p,t	p,t	No utilizada				
p_CHPFIT	p,t	No utilizada					
p_CHPt	p,t	p,t	p,s,t	p,t	p,s,t	p,t	p,t
p_neto_neg	No utilizada	p,t	No utilizada				
p_neto_pos	No utilizada	p,t	No utilizada				
p_neto_posPV	No utilizada	p,t	No utilizada				
p_neto_posCHP	No utilizada	p,t	No utilizada				
p_PCC_neg	p,t	p,t	p,t	p,t	t	t	t
p_PCC_pos	No utilizada	No utilizada	p,t	p,t	t	t	t
p_caldera	p,t	p,t	p,s,t	p,t	p,s,t	p,t	p,t
p_texceso	p,t	p,t	p,s,t	p,t	s,t	t	t
p_perdida	p,t	p,t	p,s,t	p,t	p,s,t	p,t	p,t
p_perdidat	p,t	p,t	p,s,t	p,t	p,s,t	p,t	p,t
pz_bajar	No utilizada	No utilizada	p,s,t	p,t	s,t	t	t
pz_subir	No utilizada	No utilizada	p,s,t	p,t	s,t	t	t
e_neto	No utilizada	p,t	No utilizada				
ESS_e	p,t	p,t	p,s,t	p,t	p,s,t	p,t	p,t
ESS_t	p,t	p,t	p,s,t	p,t	p,s,t	p,t	p,t
z_bajar	No utilizada	No utilizada	p,s,t	p,t	s,t	t	t
z_subir	No utilizada	No utilizada	p,s,t	p,t	s,t	t	t
c_PCCTE	p,t	p,t	No utilizada				
c_PCCTP	p,t	p,t	No utilizada				
c_combustible	p,t	p,t	p,s,t	p,t	p,s,t	p,t	p,t
c_perdida	p,t	p,t	p,s,t	p,t	p,s,t	p,t	p,t
CHP_ON	p,t	p,t	p,s,t	p,t	p,s,t	p,t	p,t
caldera_ON	p,t	p,t	p,s,t	p,t	p,s,t	p,t	p,t
flujopositivo	p,t	p,t	p,t	p,t	t	t	t
desviopositivo	No utilizada	No utilizada	p,s,t	p,t	s,t	t	No utilizada

- $\text{ratioCHP}(p,t)$. Relación entre producción de calor y electricidad para el sistema CHP.

$$p_CHPt(p,t) = r_CHP(p) \cdot p_CHPe(p,t) \quad (5.2)$$

- $\text{rangoCHP1}(p,t)$. Límite de potencia máxima del sistema CHP.

$$p_CHPe(p,t) \leq \text{CHP_ON}(p,t) \cdot p_chpemax(p) \quad (5.3)$$

- $\text{rangoCHP2}(p,t)$. Límite de potencia mínima del sistema CHP.

$$p_CHPe(p,t) \geq \text{CHP_ON}(p,t) \cdot p_chpemin(p) \quad (5.4)$$

- $\text{rangocaldera1}(p,t)$. Límite de potencia máxima de la caldera.

$$p_caldera(p,t) \leq \text{caldera_ON}(p,t) \cdot p_calderamax(p) \quad (5.5)$$

- $\text{rangocaldera2}(p,t)$. Límite de potencia mínima de la caldera.

$$p_caldera(p,t) \geq \text{caldera_ON}(p,t) \cdot p_calderamin(p) \quad (5.6)$$

- $\text{produccionCHP}(t)$. Producción de electricidad del sistema CHP dividido entre autoconsumo y venta por FiT.

$$p_CHPe(p,t) = p_CHPcon(p,t) + p_CHPFIT(p,t) \quad (5.7)$$

- $\text{produccionPV}(p,t)$. Producción de electricidad del sistema fotovoltaico dividido entre autoconsumo y venta por FiT.

$$p_RES(p,t) = p_PVcon(p,t) + p_PVFIT(p,t) \quad (5.8)$$

- $\text{lim1}(p,t)$. El flujo de potencia en el PCC debe ser unidireccional. Se evita así que exista flujo de potencia comprada y venta por FIT al mismo tiempo. Además se limita la potencia a un valor inferior al de máxima capacidad de la línea.

$$p_CHPFIT(p,t) + p_PVFIT(p,t) \leq p_linmax \cdot \text{flujopositivo}(p,t) \quad (5.9)$$

- $\text{lim2}(p,t)$. Límite de flujo de potencia en la línea y definición del carácter unidireccional del flujo en un instante determinado.

$$p_PCC_neg(p,t) \leq p_linmax \cdot (1 - \text{flujopositivo}(p,t)) \quad (5.10)$$

- $\text{almacenamiento1e}(p,t)$. Límite inferior de almacenamiento de energía eléctrica en cada periodo.

$$\begin{aligned} ESS_e(p,i-1) - e_esmax(p) &\leq \frac{ef_ESScarga(p) \cdot p_ESSe(p,i)}{100} \\ \forall i \in T \setminus \{1\} \end{aligned} \quad (5.11)$$

- $\text{almacenamiento2e}(p,t)$. Límite superior de almacenamiento de energía

eléctrica en cada periodo.

$$\frac{ef_ESScarga(p)}{100} \cdot p_ESSe(p, i) \leq ESS_e(p, i - 1) - e_esmin(p) \quad (5.12)$$

$$\forall i \in T \setminus \{1\}$$

- **energiaESSe(p,t).** Cálculo de la cantidad de energía en el sistema de almacenamiento eléctrico.

$$ESS_e(p, i) = ESS_e(p, i - 1) - p_ESSe(p, i) \quad \forall i \in T \setminus \{1\} \quad (5.13)$$

- **almacenamiento1t(p,t).** Límite inferior de almacenamiento de energía térmica en cada periodo.

$$ESS_t(p, i - 1) - e_tsmax(p) \leq p_ESS_t(p, i) \quad \forall i \in T \setminus \{1\} \quad (5.14)$$

- **almacenamiento2t(p,t).** Límite superior de almacenamiento de energía térmica en cada periodo.

$$p_ESS_t(p, i) \leq ESS_t(p, i - 1) - e_tsmin(p) \quad \forall i \in T \setminus \{1\} \quad (5.15)$$

- **energiaESSt(p,t).** Cálculo de la cantidad de energía en el sistema de almacenamiento térmico.

$$ESS_t(p, i) = ESS_t(p, i - 1) - p_ESS_t(p, i) \quad \forall i \in T \setminus \{1\} \quad (5.16)$$

- **producciont(p,t).** Demanda térmica satisfecha en cada periodo de tiempo.

$$demanda_t(p, t) \leq p_RESt(p, t) + p_CHPt(p, t) + p_ESS_t(p, t) + p_caldera(p, t) + p_perdidat(p, t) \quad (5.17)$$

- **exceso(p,t).** Permitir la producción térmica en exceso.

$$p_texceso(p, t) = p_RESt(p, t) + p_CHPt(p, t) + p_ESS_t(p, t) + p_caldera(p, t) + p_perdidat(p, t) - demanda_t(p, t) \quad (5.18)$$

- **nosumistro(p,t).** Coste estimado de no suministrar la demanda requerida.

$$c_perdida(p, t) = (p_perdida(p, t) + p_perdidat(p, t)) \cdot c_nosum \quad (5.19)$$

- **costeflujopotenciaTE(p,t,z).** Coste del término de energía de la electricidad comprada (CNMC). Se presenta la formulación general, según el tipo de tarifa se debe especificar el intervalo de tiempo que afecta cada periodo.

$$c_PCC_TE(p, t) = \sum_z (p_PCC_neg(p, t) \cdot TE(z, p)) \cdot (1 + 1,05113 \cdot 0,04864) \cdot (1 + 0,21) \quad (5.20)$$

- **costeflujopotenciaTP(p,t,z).** Coste del término de potencia de la electricidad comprada (CNMC). Se presenta la formulación general, según el tipo de

tarifa se debe especificar el intervalo de tiempo que afecta cada periodo.

$$c_{PCC_TP}(p, t) = \sum_z ((1 - flujopositivo(t)) \cdot Pc(p) \cdot \frac{TP(z, p)}{365 \cdot 24}) \cdot (1 + 1,05113 \cdot 0,04864) \cdot (1 + 0,21) \quad (5.21)$$

- $costeflujopotenciatotal(t)$. Coste de la electricidad comprada.

$$c_{PCC}(p, t) = c_{PCC_TE}(p, t) + c_{PCC_TP}(p, t) \quad (5.22)$$

- $costeFIT(t)$. Coste relacionado con la venta de electricidad por tarifa FiT.

$$c_{FIT}(p, t) = -(p_{CHPFIT}(p, t) \cdot FIT_CHP + p_{PVFIT}(p, t) \cdot FIT_PV) \quad (5.23)$$

- $costecombustible(p, t)$. Coste relacionado con el consumo de combustible.

$$c_{combustible}(p, t) = \frac{c_{comb} \cdot p_{caldera}(p, t)}{\frac{ef_{caldera}(p)}{100}} + \frac{c_{comb} \cdot p_{CHPe}(p, t)}{\frac{ef_{chp}(p)}{100}} \quad (5.24)$$

- $costetotal(p)$. Coste total de la operación de cada LVPP.

$$c_{total}(p) = \sum_t (c_{PCC}(p, t) + c_{FIT}(p, t) + c_{combustible}(p, t) + c_{perdida}(p, t)) \quad (5.25)$$

Una vez definidas las ecuaciones, se detallan algunas restricciones introducidas en el modelo de que afectan a una variable de manera particular, limitando su valor o asignándole un valor concreto. Se detallan por separado por dos motivos: por una parte estas restricciones son implementadas en GAMS de forma diferente a las detalladas anteriormente como ecuaciones, y por otra parte, estas restricciones son utilizadas en todos los modelos, afectando a cada variable en la dimensión especificada para el modelo, salvo excepciones que serán comentadas.

- Generación de la instalación fotovoltaica.

$$p_{RES}(p, t) = P_{RESmax}(p, t) \quad (5.26)$$

- Valor máximo del almacenamiento de energía eléctrica.

$$ESS_e(p, t) \leq e_esmax(p) \quad (5.27)$$

- Valor mínimo del almacenamiento de energía eléctrica.

$$ESS_e(p, t) \geq e_esmin(p) \quad (5.28)$$

- Valor máximo del almacenamiento de energía térmica.

$$ESS_t(p, t) \leq e_tsmax(p) \quad (5.29)$$

- Valor máximo del almacenamiento de energía eléctrica.

$$ESS_t(p, t) \geq e_{tmin}(p) \quad (5.30)$$

- Límite de potencia máxima de descarga del sistema de almacenamiento eléctrico.

$$p_{ESSe}(p, t) \leq p_{esdescarga}(p) \quad (5.31)$$

- Límite de potencia máxima de carga del sistema de almacenamiento eléctrico.

$$p_{ESSe}(p, t) \geq -p_{escarga}(p) \quad (5.32)$$

- Límite de potencia máxima de descarga del sistema de almacenamiento térmico.

$$p_{ESS_t}(p, t) \leq p_{tsdescarga}(p) \quad (5.33)$$

- Límite de potencia máxima de carga del sistema de almacenamiento térmico.

$$p_{ESS_t}(p, t) \geq -p_{tscarga}(p) \quad (5.34)$$

- Energía almacenada inicial en el sistema de almacenamiento eléctrico.

$$ESS_e(p, 1) = e_{esmin}(p) \quad (5.35)$$

- Energía almacenada inicial en el sistema de almacenamiento térmico.

$$ESS_t(p, 1) = e_{tmin}(p) \quad (5.36)$$

- Operación del sistema de almacenamiento térmico. El sistema de almacenamiento térmico no opera durante la primera hora. Esta restricción es necesaria debido a la falta de información de estado del sistema de energía en la última hora del día anterior en el modelo.

$$p_{ESS_t}(p, 1) = 0 \quad (5.37)$$

- Prohibición de uso de sistema de almacenamiento eléctrico.

$$p_{ESSe}(p, t) = 0 \quad (5.38)$$

Aunque en este estudio se prohíbe el uso de almacenamiento eléctrico, se ha diseñado el modelo de forma general para poder considerar su operación en otros estudios.

5.2.2 Caso de estudio 2: Marco Balance neto

En este caso a estudio se aplican casi todas las ecuaciones del caso anterior. A continuación se definen las ecuaciones que han sido modificadas, y aquellas ecuaciones que son características de este caso. Al final se indican que ecuaciones del caso anterior no son aplicables en este caso.

Las ecuaciones modificadas son:

- demigualgen(p,t). Se incluye el flujo de potencia por balance neto.

$$\begin{aligned} demanda_e(p,t) = & p_{RES}(p,t) + p_{CHPcon}(p,t) + p_{ESSe}(p,t) + \\ & + p_{PCC_neg}(p,t) + p_{neto_neg}(p,t) + \\ & + p_{perdida}(p,t) \end{aligned} \quad (5.39)$$

- lim1(p,t). Limite de flujo de potencia en la línea y definición del carácter unidireccional del flujo en un instante determinado.

$$p_{PCC_neg}(p,t) \leq p_{linmax} \cdot (1 - flujopositivo(p,t)) \quad (5.40)$$

- lim2(p,t). Limite de flujo de potencia en la línea y definición del carácter unidireccional del flujo en un instante determinado.

$$p_{neto_neg}(p,t) \leq p_{linmax} \cdot (1 - flujopositivo(p,t)) - p_{PCC_neg}(p,t) \quad (5.41)$$

- costetotal(p). Coste total de la operación de la LVPP.

$$c_{total}(p) = \sum_t (c_{PCC}(p,t) + c_{combustible}(p,t) + c_{perdida}(p,t)) \quad (5.42)$$

Las ecuaciones definidas por primera vez para este caso son:

- lim3(p,t). Limite de flujo de potencia en la línea y definición del carácter unidireccional del flujo en un instante determinado.

$$p_{neto_neg}(p,t) \leq p_{linmax} - p_{PCC_neg}(p,t) \quad (5.43)$$

- balance1. Restricciones de energía disponible para almacenarla según el sistema de balance neto. Energía disponible de origen fotovoltaico.

$$p_{RES}(p,t) = p_{PVcon}(p,t) + p_{neto_posPV}(p,t) \quad (5.44)$$

- balance2. Restricciones de energía disponible para almacenarla según el sistema de balance neto. Energía disponible de origen CHP.

$$p_{CHPe}(p,t) = p_{CHPcon}(p,t) + p_{neto_posCHP}(p,t) \quad (5.45)$$

- balance3. Restricciones de energía disponible para almacenarla según el sistema de balance neto. Energía almacenable total.

$$p_{neto_pos}(p,t) = e = p_{neto_posPV}(p,t) + p_{neto_posCHP}(p,t) \quad (5.46)$$

- almacenamienetoneto(p,t). Capacidad de entregar potencia a la red, recuperable según el método de balance neto.

$$p_{neto_neg}(p,i) \leq e_{neto}(p,i-1) \quad \forall i \in T \setminus \{1\} \quad (5.47)$$

- almacenamienetoneto(p,t). Capacidad de entregar potencia a la red,

recuperable según el método de balance neto.

$$\begin{aligned} e_{neto}(p, i) &= e_{neto}(p, i - 1) - p_{neto_neg}(p, i) + p_{neto_pos}(p, i) \\ \forall i \in T \setminus \{1\} \end{aligned} \quad (5.48)$$

- Valor inicial de disponibilidad de balance neto.

$$e_{neto}(p, 1) = 0 \quad (5.49)$$

- Valor inicial de disponibilidad de balance neto.

$$p_{neto_pos}(p, 1) = 0 \quad (5.50)$$

- Valor inicial de disponibilidad de balance neto.

$$p_{neto_neg}(p, 1) = 0 \quad (5.51)$$

Las ecuaciones declaradas en la sección anterior que no se incluyen en este caso son las siguientes:

- produccionCHP(p,t).
- produccionPV(p,t).
- costeFIT(p,t).

5.2.3 Caso de estudio 3: Marco LVPP

Este caso de estudio permite examinar si existe beneficio al agregar pequeñas agregaciones LVPP en LSVPP. Este caso de estudio utiliza los mismo modelos que el caso de estudio 4, añadiendo pequeñas modificaciones para calcular las variables para cada LVPP por separado.

Se presentan las restricciones que se modifican del modelo 4D-1 para utilizarlas en el modelo 3D-1.

Modelo 3D-1

- $produccion_t(p, s, t)$. Demanda térmica suministrada en cada periodo.

$$\begin{aligned} demanda_t(p, s, t) &\leq p_{RESt}(p, s, t) + p_{CHPt}(p, s, t) + \\ &+ p_{ESSt}(p, s, t) + p_{caldera}(p, s, t) + p_{perdidat}(p, s, t) \end{aligned} \quad (5.52)$$

- $exceso(s, t)$. Exceso de producción térmica total.

$$\begin{aligned} p_{texceso}(p, s, t) &= p_{RESt}(p, s, t) + p_{CHPt}(p, s, t) + p_{caldera}(p, s, t) + \\ &+ p_{ESSt}(p, s, t) + p_{perdidat}(p, s, t) - demanda_t(p, s, t) \end{aligned} \quad (5.53)$$

- $z1(p,s,t)$. Se define la potencia de los desvíos a bajar.

$$pz_bajar(p, s, t) \leq M \cdot desviopositivo(p, s, t) \quad (5.54)$$

- $z2(p,s,t)$. Se define la potencia de los desvíos a subir.

$$pz_subir(p, s, t) \leq M \cdot (1 - desviopositivo(p, s, t)) \quad (5.55)$$

- $lim1(p,t)$. Limite máximo de flujo de potencia en la línea.

$$p_PCC_pos(p, t) \leq p_linmax \cdot flujopositivo(p, t) \quad (5.56)$$

- $lim2(p,t)$. Limite máximo de flujo de potencia en la línea.

$$p_PCC_neg(p, t) \leq p_linmax \cdot (1 - flujopositivo(p, t)) \quad (5.57)$$

- $lim3(p,t)$. Limite mínimo de flujo de potencia en la línea debido a oferta mínima para acceder al mercado.

$$p_PCC_pos(p, t) \geq p_minPCC \cdot flujopositivo(p, t) \quad (5.58)$$

- $PCC(p,s,t)$. Suministro de la demanda eléctrica total.

$$\begin{aligned} p_PCC_pos(p, t) - p_PCC_neg(p, t) = & p_CHPe(p, s, t) + \\ & + p_RES(p, s, t) + p_ESSe(p, s, t) - demanda_e(p, s, t) + \\ & + p_perdida(p, s, t) + pz_bajar(s, t) - pz_subir(s, t) \end{aligned} \quad (5.59)$$

- $PCC_desviobajar(p,s,t)$. Coste del desvío a bajar.

$$z_bajar(p, s, t) = c_desviobajar \cdot \frac{pool(s, t)}{1000} \cdot pz_bajar(p, s, t) \quad (5.60)$$

- $PCC_desviosubir(p,s,t)$. Coste del desvío a subir.

$$z_subir(p, s, t) = c_desviosubir \cdot \frac{pool(s, t)}{1000} \cdot pz_subir(p, s, t) \quad (5.61)$$

- $costeflujopotencia(p,s,t)$. Coste de la compra y venta de electricidad. Un valor negativo indica beneficio.

$$c_PCC(p, s, t) = \frac{pool(s, t)}{1000} \cdot (p_PCC_neg(p, t) - p_PCC_pos(p, t)) \quad (5.62)$$

- $costetotal(p)$. Coste total del comercio de energía.

$$\begin{aligned} c_total = & \sum_s \left(\sum_t (c_combustible(p, s, t) + c_perdida(p, s, t) + \right. \\ & \left. + c_PCC(s, t) + z_bajar(s, t) + z_subir(s, t)) / 62 \right) \end{aligned} \quad (5.63)$$

Con este modelo se obtiene el parámetro $p_PCC_fix(p,t)$, que contiene los flujos de potencia en el PCC utilizados por cada LVPP para comerciar en el mercado eléctrico.

Modelo 3D

Para el caso del modelo del día D, las ecuaciones son exactamente iguales que las definidas en el modelo 3D-1, salvo el hecho de que sólo se considera un escenario con los datos del día D, por lo que no se considera el set s . Existen dos restricciones que se modifican ligeramente, 5.59 y 5.63 y una nueva, se detallan a continuación.

- PCC(p,t). Suministro de la demanda eléctrica total.

$$p_PCC_pos(p,t) - p_PCC_neg(p,t) = (p_CHPe(p,t) + p_RES(p,t) + p_ESSe(p,t) - demanda_e(p,t) + p_perdida(p,t)) \quad (5.64)$$

- costetotal(p). Coste total del comercio de energía.

$$c_total(p) = \sum_t (c_combustible(p,t) + c_perdida(p,t) + c_PCC(t) + z_bajar(t) + z_subir(t)) \quad (5.65)$$

- PCC_desvio(p,t). Cálculo de la potencia de los desvíos respecto a $p_PCC_fix(p,t)$.

$$pz_bajar(p,t) - pz_subir(p,t) = p_PCC_pos(p,t) - p_PCC_neg(p,t) - p_PCC_fix(p,t) \quad (5.66)$$

5.2.4 Caso de estudio 4: Marco LSVPP

Este caso de estudio es el eje principal del presente trabajo. En este caso de estudio se han utilizado dos modelos matemáticos, debido a las características del mercado eléctrico, como se comentó en el capítulo 4.

El primer modelo, denominado modelo D-1, es un modelo de programación estocástico que se utiliza para calcular el flujo de potencia óptimo a entregar o recibir en el PCC según los datos históricos proporcionados y un análisis estocástico. El dato proporcionado es un vector con 24 valores que se corresponde con los valores del flujo de potencia en el PCC comunicados al operador del mercado para comerciar con la energía en el mercado diario, denominado p_PCC_fix . Este dato se utiliza como parámetro en el modelo D, un modelo determinista que permite calcular la operación óptima de la LSVPP el día D teniendo en cuenta las desviaciones frente al valor del flujo de potencia comunicado el día anterior al operador del mercado y los valores reales meteorológicos, demanda y precio del mercado diario.

Modelo 4D-1

En primer lugar se detallan las ecuaciones para el modelo D-1.

- ratioCHP(p,s,t). Relación entre producción de calor y electricidad del sistema

CHP.

$$p_{CHPt}(p, s, t) = r_{CHP}(p) \cdot p_{CHPe}(p, s, t) \quad (5.67)$$

- rangoCHP1(p,s,t). Rango de potencias de los sistemas CHP.

$$p_{CHPe}(p, s, t) \leq CHP_ON(p, s, t) \cdot p_{chpemax}(p) \quad (5.68)$$

- rangoCHP2(p,s,t). Rango de potencias de los sistemas CHP.

$$p_{CHPe}(p, s, t) \geq CHP_ON(p, s, t) \cdot p_{chpemin}(p) \quad (5.69)$$

- rangocaldera1(p,s,t). Rango de potencias de la caldera.

$$p_{caldera}(p, s, t) \leq caldera_ON(s, t) \cdot p_{calderamax}(p) \quad (5.70)$$

- rangocaldera2(p,s,t). Rango de potencias de la caldera.

$$p_{caldera}(p, s, t) \geq caldera_ON(s, t) \cdot p_{calderamin}(p) \quad (5.71)$$

- almacenamiento1e(p,s,t). Límite inferior de almacenamiento de energía eléctrica.

$$\begin{aligned} ESS_e(p, s, i - 1) - e_esmax(p) &\leq \frac{ef_ESScarga(p) \cdot p_ESSe(p, s, i)}{100} \\ \forall i \in T \setminus \{1\} \end{aligned} \quad (5.72)$$

- almacenamiento2e(p,s,t). Límite superior de almacenamiento de energía eléctrica.

$$\begin{aligned} \frac{ef_ESScarga(p) \cdot p_ESSe(p, s, i)}{100} &\leq ESS_e(p, s, i - 1) - e_esmin(p) \\ \forall i \in T \setminus \{1\} \end{aligned} \quad (5.73)$$

- energiaESSe(p,s,t). Cálculo de la cantidad de energía en el sistema de almacenamiento eléctrico.

$$ESS_e(p, s, i) = ESS_e(p, s, i - 1) - p_ESSe(p, s, i) \quad \forall i \in T \setminus \{1\} \quad (5.74)$$

- almacenamiento1t(p,s,t). Límite inferior de almacenamiento de energía térmica en cada periodo.

$$ESS_t(p, s, i - 1) - e_tsmax(p) \leq p_ESS_t(p, s, i) \quad \forall i \in T \setminus \{1\} \quad (5.75)$$

- almacenamiento2t(p,s,t). Límite superior de almacenamiento de energía térmica en cada periodo.

$$p_ESS_t(p, s, i) \leq ESS_t(p, s, i - 1) - e_tsmin(p) \quad \forall i \in T \setminus \{1\} \quad (5.76)$$

- energiaESSt(p,s,t). Cálculo de la cantidad de energía en el sistema de almacenamiento térmico.

$$ESS_t(p, s, i) = ESS_t(p, s, i - 1) - p_ESS_t(p, s, i) \quad \forall i \in T \setminus \{1\} \quad (5.77)$$

- $produccion_t(s,t)$. Demanda térmica suministrada en cada periodo.

$$\begin{aligned} \sum_p demanda_t(p, s, t) \leq & \sum_p (p_RESt(p, s, t) + p_CHPt(p, s, t) + \\ & + p_ESSt(p, s, t) + p_caldera(p, s, t) + \\ & + p_perdida(p, s, t)) \end{aligned} \quad (5.78)$$

- $exceso(s,t)$. Exceso de producción térmica total.

$$\begin{aligned} \sum_p p_texceso(p, s, t) = & \sum_p (p_RESt(p, s, t) + p_CHPt(p, s, t) + \\ & + p_ESSt(p, s, t) + p_caldera(p, s, t) + p_perdida(p, s, t) - \\ & - demanda_t(p, s, t)) \end{aligned} \quad (5.79)$$

- $z1(s,t)$. Se define la potencia de los desvíos a bajar.

$$pz_bajar(s, t) \leq M \cdot desviopositivo(s, t) \quad (5.80)$$

- $z2(s,t)$. Se define la potencia de los desvíos a subir.

$$pz_subir(s, t) \leq M \cdot (1 - desviopositivo(s, t)) \quad (5.81)$$

- $lim1(t)$. Limite máximo de flujo de potencia en la línea.

$$p_PCC_pos(t) \leq p_linmax \cdot flujopositivo(t) \quad (5.82)$$

- $lim2(t)$. Limite máximo de flujo de potencia en la línea.

$$p_PCC_neg(t) \leq p_linmax \cdot (1 - flujopositivo(t)) \quad (5.83)$$

- $lim3(t)$. Limite mínimo de flujo de potencia en la línea debido a oferta mínima para acceder al mercado.

$$p_PCC_pos(t) \geq p_minPCC \cdot flujopositivo(t) \quad (5.84)$$

- $nosuministro(p,s,t)$. Coste de no suministrar parte de la demanda.

$$c_perdida(p, s, t) = (p_perdida(p, s, t) + p_perdidat(p, s, t)) \cdot c_nosum \quad (5.85)$$

- $PCC(s,t)$. Suministro de la demanda eléctrica total.

$$\begin{aligned} p_PCC_pos(t) - p_PCC_neg(t) = & \sum_p (p_CHPe(p, s, t) + \\ & + p_RES(p, s, t) + p_ESSe(p, s, t) - demanda_e(p, s, t) + \\ & + p_perdida(p, s, t)) + pz_bajar(s, t) - pz_subir(s, t) \end{aligned} \quad (5.86)$$

- $PCC_desviobajar(s,t)$. Coste del desvío a bajar.

$$z_bajar(s, t) = c_desviobajar \cdot \frac{pool(s, t)}{1000} \cdot pz_bajar(s, t) \quad (5.87)$$

- $PCC_desviosubir(s,t)$. Coste del desvío a subir.

$$z_subir(s,t) = c_desviosubir \cdot \frac{pool(s,t)}{1000} \cdot pz_subir(s,t) \quad (5.88)$$

- $costeflujopotencia(s,t)$. Coste de la compra y venta de electricidad. Un valor negativo indica beneficio.

$$c_PCC(s,t) = \frac{pool(s,t)}{1000} \cdot (p_PCC_neg(t) - p_PCC_pos(t)) \quad (5.89)$$

- $costecombustible(p,s,t)$. Coste relacionado con el consumo de combustible.

$$c_combustible(p,s,t) = \frac{c_comb \cdot p_caldera(p,s,t)}{\frac{ef_caldera(p)}{100}} + \frac{c_comb \cdot p_CHPe(p,s,t)}{\frac{ef_chp(p)}{100}} \quad (5.90)$$

- $costetotal$. Coste total del comercio de energía.

$$c_total = \sum_p \left(\sum_s \left(\sum_t (c_combustible(p,s,t) + c_perdida(p,s,t))/62 \right) \right) + \sum_s \left(\sum_t (c_PCC(s,t) + z_bajar(s,t) + z_subir(s,t))/62 \right) \quad (5.91)$$

En cuanto a las restricciones directas de las variables, la restricción 5.38 es sustituida por la siguiente:

- Operación del sistema de almacenamiento eléctrico. El sistema de almacenamiento eléctrico no opera durante la primera hora. Esta restricción es necesaria debido a la falta de información de estado del sistema de energía en la última hora del día anterior en el modelo.

$$p_ESSe(p,1) = 0 \quad (5.92)$$

Modelo 4D

Para el caso del modelo del día D, las ecuaciones son exactamente iguales, salvo el hecho de que sólo se considera un escenario con los datos del día D, por lo que no se considera el set s . Existen dos restricciones que se modifican ligeramente, 5.86 y 5.91 y una nueva, se detallan a continuación.

- $PCC(t)$. Suministro de la demanda eléctrica total.

$$p_PCC_pos(t) - p_PCC_neg(t) = \sum_p (p_CHPe(p,t) + p_RES(p,t) + p_ESSe(p,t) - demanda_e(p,t) + p_perdida(p,t)) \quad (5.93)$$

- costetotal. Coste total del comercio de energía.

$$c_{total} = \sum_p \left(\sum_t (c_{combustible}(p,t) + c_{perdida}(p,t)) \right) + \sum_t (c_{PCC}(t) + z_{bajar}(t) + z_{subir}(t)) \quad (5.94)$$

- PCC_desvio(t). Cálculo de la potencia de los desvíos respecto a p_PCC_fix.

$$pz_{bajar}(t) - pz_{subir}(t) = p_{PCC_pos}(t) - p_{PCC_neg}(t) - p_{PCC_fix}(t) \quad (5.95)$$

5.2.5 Caso de estudio 5: Marco LSVPP con predicción exacta

Este caso de estudio permite examinar el mínimo coste/máximo beneficio de la operación de la LSVPP en el caso de poseer un sistema de predicción perfecto. Este caso de estudio utiliza un modelo determinista muy parecido al modelo 4D, se modifica la ecuación 5.94.

- costetotal. Coste total del comercio de energía.

$$c_{total} = \sum_p \left(\sum_t (c_{combustible}(p,t) + c_{perdida}(p,t)) \right) + \sum_t c_{PCC}(t) \quad (5.96)$$

Las ecuaciones 5.80, 5.81, 5.95, 5.87 y 5.88 no son utilizadas.

5.2.6 Función objetivo

Los solver que utiliza GAMS permiten resolver un problema de optimización minimizando o maximizando el valor de una variable sujeta a restricciones. En este apartado se presentan las funciones objetivo definidas en cada modelo. El resultado óptimo se obtiene al minimizar la función objetivo. Para resolver los modelos MIP propuestos, el solver utilizado es CPLEX.

- obj. Función objetivo para los casos de estudio 1, 2 y 3.

$$objetivo = \min \left(\sum_p c_{total}(p) \right) \quad (5.97)$$

- obj. Función objetivo para los modelos de los casos de estudio 4 y 5.

$$objetivo = \min (c_{total}) \quad (5.98)$$

CAPÍTULO 6:

RESULTADOS OBTENIDOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en cada uno de los casos de estudio y se resumen las principales características. Los datos son comparados para analizar el beneficio económico que proporciona cada una de las tres iniciativas de apoyo a la integración de renovables: Feed-in Tariff, balance neto y agregación como LSVPP.

6.1 Resultados de los algoritmos

Los modelos implementados en GAMS han sido resueltos con el solver CPLEX. En la tabla 6.1 se presentan los recursos utilizados para la obtención de los resultados a partir de los modelos. *Resource usage* hace referencia al tiempo en segundos que ha necesitado el solver para solucionar el modelo e *Iteration count* se refiere a las iteraciones necesarias para alcanzar la solución.

Los problemas de optimización MIP son a menudo extremadamente difíciles de resolver, por lo que hallar la mejor solución posible puede requerir enormes recursos. El software GAMS ofrece aquellas soluciones que difieren menos de un 10 % de la mejor solución, por defecto, manteniendo un equilibrio entre calidad de la solución obtenida y tiempo utilizado para hallarla. Sin embargo, mediante un comando denominado *optcr* se puede determinar la diferencia relativa máxima a existir entre la solución hallada y la mejor del problema. El parámetro *relative gap* hace referencia a la desviación relativa de la solución hallada respecto al valor óptimo.

En la tabla 6.1 aparecen los recursos utilizados para obtener dos soluciones distintas respecto a su precisión.

Las soluciones halladas por defecto por GAMS de cada problema se presentan en las tablas 6.2 y 6.3. Se presentan los costes de cada sistema por separado cuando no hay agregación en LSVPP y el coste total de la operación de todos los sistemas. Un valor negativo indica beneficio.

Las soluciones óptimas de los problemas se presentan en las tablas 6.4 y 6.5.

Tabla 6.1: Recursos utilizados para resolver el problema. Fuente: Elaboración propia.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3.1 D-1	Caso 3.1 D	Caso 3.2 D-1	Caso 3.2 D
Resource usage (seconds)	0,499	0,172	61,34	0,686	12,121	0,671
Iteration count	1266	585	106556	931	34995	951
Relative gap	0,01903	0,000145	0,014035	0,064132	0,014524	0,091906
Resource usage (seconds)	0,593	0,187	107,875	0,453	16,567	No solution
Iteration count	1516	590	111937	1069	36667	No solution
Relative gap	0	0	0,000948	0	0,000613	No solution

	Caso 4.1 D-1	Caso 4.1 D	Caso 4.2 D-1	Caso 4.2 D	Caso 5	Caso 3.2 D
Resource usage (seconds)	27,597	0,234	5,99	0,281	265	0,671
Iteration count	54824	568	21510	501	597	951
Relative gap	0,000032	0,070684	0,000032	0,0089	0	0,091906
Resource usage (seconds)	22,273	0,266	7,192	0,499	0,125	No solution
Iteration count	55558	553	20042	544	597	No solution
Relative gap	0	0,000005	0	0,000007	0	No solution

En este caso se impuso la restricción de obtener un valor muy cercano al valor óptimo introduciendo $optcr = 0,00001$. Para los problemas de los casos de estudio 3, el tiempo de simulación era tan elevado que se redujo la restricción de solución a obtener un valor desviado menor a un 0,1 % relativo ($optcr = 0,001$).

A continuación se analizan los resultados obtenidos.

Tabla 6.2: Solución por defecto de los problemas desagregados. Fuente: Elaboración propia.

	Coste LVPP1 (€)	Coste LVPP2 (€)	Coste LVPP3 (€)	Coste LVPP4 (€)	Coste LVPP5 (€)	Coste LVPP6 (€)	Coste LVPP7 (€)
Caso 1	-545,968	-327,943	208,068	-481,421	-1726,371	1264,399	-306,832
Caso 2	101,520	101,520	208,068	56,965	353,727	1264,399	123,586
Caso 3.1 D-1	84,592	84,507	228,622	72,094	431,823	2304,020	101,923
Caso 3.1 D	105,969	121,877	219,436	131,447	614,633	2828,868	155,633
Caso 3.2 D-1	109,663	104,727	240,170	86,487	525,177	2517,953	124,736
Caso 3.2 D	178,401	88,622	214,825	103,023	436,207	2847,982	125,419

	Coste LVPP8 (€)	Coste LVPP9 (€)	Coste LVPP10 (€)	Coste LVPP11 (€)	Coste LVPP12 (€)	Coste total (€)
Caso 1	-1554,683	44,744	485,197	-550,446	695,352	-2795,904
Caso 2	14,157	44,744	552,176	8,486	929,945	3759,292
Caso 3.1 D-1	24,349	92,016	1421,659	1251,955	1350,741	7448,307
Caso 3.1 D	-123,451	177,490	1566,443	650,624	1627,287	8076,257
Caso 3.2 D-1	77,439	100,961	1555,219	1528,320	1497,265	8468,117
Caso 3.2 D	-50,276	177,558	1686,613	1064,485	1726,247	8599,107

Tabla 6.3: Solución por defecto de los problemas agregados. Fuente: Elaboración propia.

	Coste (€)
Caso 4.1 D-1	6873,012
Caso 4.1 D	6455,086
Caso 4.2 D-1	7998,184
Caso 4.2 D	6720,540
Caso 5	5753,159

6.2 Comparación entre los casos de estudio 1, 2 y 3

En esta sección se comparan los resultados obtenidos teniendo en cuenta la operación individual de cada LVPP.

Como era de esperar, un marco político que apueste por el mecanismo de Feed-in Tariff será el más conveniente para los consumidores, puesto que es el único caso en el que podrían obtener beneficios.

Tabla 6.4: Solución óptima de los problemas desagregados. Fuente: Elaboración propia.

	Coste LVPP1 (€)	Coste LVPP2 (€)	Coste LVPP3 (€)	Coste LVPP4 (€)	Coste LVPP5 (€)	Coste LVPP6 (€)	Coste LVPP7 (€)
Caso 1	-555,011	-327,943	208,068	-481,935	-1726,371	1264,399	-306,832
Caso 2	101,520	101,520	208,068	56,965	353,727	1264,399	123,586
Caso 3.1 D-1	78,260	80,212	224,621	65,335	431,718	2296,775	100,818
Caso 3.1 D	103,427	121,868	219,320	84,663	614,622	2827,383	153,811
Caso 3.2 D-1	94,847	98,417	234,681	81,600	525,072	2509,631	123,088
Caso 3.2 D	-	-	-	-	-	-	-

	Coste LVPP8 (€)	Coste LVPP9 (€)	Coste LVPP10 (€)	Coste LVPP11 (€)	Coste LVPP12 (€)	Coste total (€)
Caso 1	-1554,683	44,744	485,197	-550,446	689,802	-2811,011
Caso 2	14,157	44,744	552,176	8,486	929,400	3758,747
Caso 3.1 D-1	14,340	90,724	1390,250	1240,395	1340,172	7353,622
Caso 3.1 D	-123,451	102,139	1335,271	650,643	1478,875	7568,572
Caso 3.2 D-1	73,305	100,672	1518,442	1515,425	1477,616	8532,797
Caso 3.2 D	-	-	-	-	-	-

Tabla 6.5: Solución óptima de los problemas agregados. Fuente: Elaboración propia.

	Coste (€)
Caso 4.1 D-1	6872,813
Caso 4.1 D	5996,237
Caso 4.2 D-1	7998,002
Caso 4.2 D	6654,723
Caso 5	5753,159

El caso de estudio con balance neto se sitúa como el segundo mejor caso desde el punto de vista del consumidor, ya que los costes ocasionados por la operación de los sistemas es menor. Sin embargo, se destaca el resultado obtenido en los casos de estudio 2 y 3.1 para el sistema LVPP8; si comparamos los resultados obtenidos en cada caso se observa que la participación del sistema en el mercado eléctrico permitiría reducir el coste de la operación frente a un escenario con balance neto hasta el punto de proporcionar beneficios al sistema. En el caso FiT, el beneficio es producido por la venta de energía de origen fotovoltaico, en gran medida. Debido a ello, el coste de la operación de los sistemas que carecen de instalación fotovoltaica (LVPP3, LVPP6 y LVPP9) se mantiene igual en los caso 1 y 2.

Para determinar si la participación en el mercado eléctrico es más idónea que el mecanismo de balance neto, desde el punto de vista del prosumidor, se comparan los resultados obtenidos en los casos 2 y 3. Se presentan los costes de la electricidad comerciada en el PCC en ambos casos en las figuras 6.1 y 6.2 6.3 para los sistemas LVPP3, LVPP8 y LVPP12, respectivamente, y la electricidad comprada de la red para los mismos casos y sistemas en las figuras 6.4 y 6.5 6.6.

El sistema LVPP3 debe comprar toda la electricidad demandada y presenta un perfil de coste parecido en los tres casos, por tanto, el coste de la electricidad en el mercado diario es parecido al coste de la misma con tarifa 2.0. El sistema LVPP8 posee excedente de electricidad producida, por lo que puede venderla y obtener beneficios en el caso 3, el precio de venta en el mercado genera los

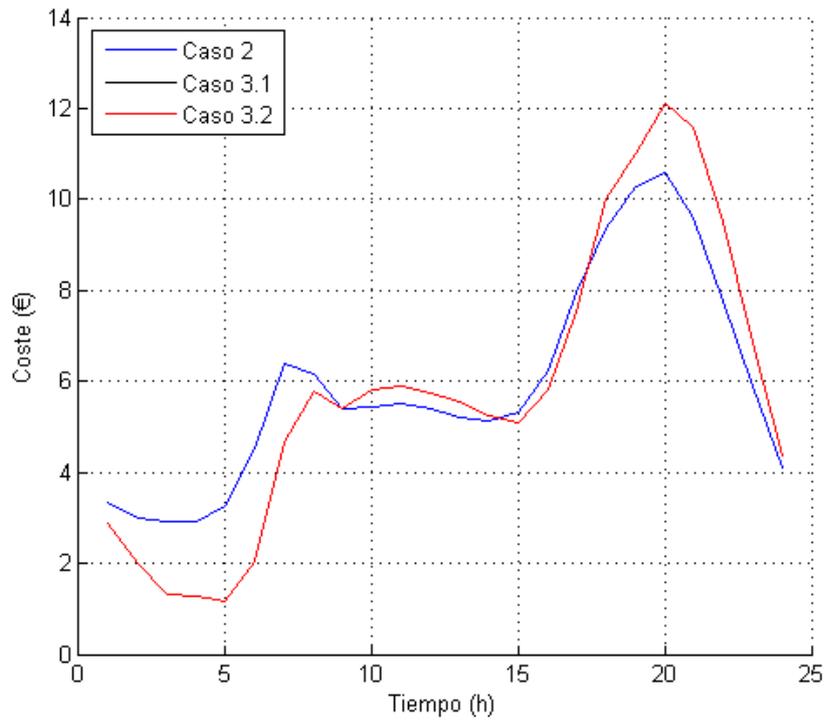


Figura 6.1: Coste de la electricidad comerciada en el PCC para el sistema LVPP3 en los casos 2, 3.1 y 3.2. Fuente: Elaboración propia.

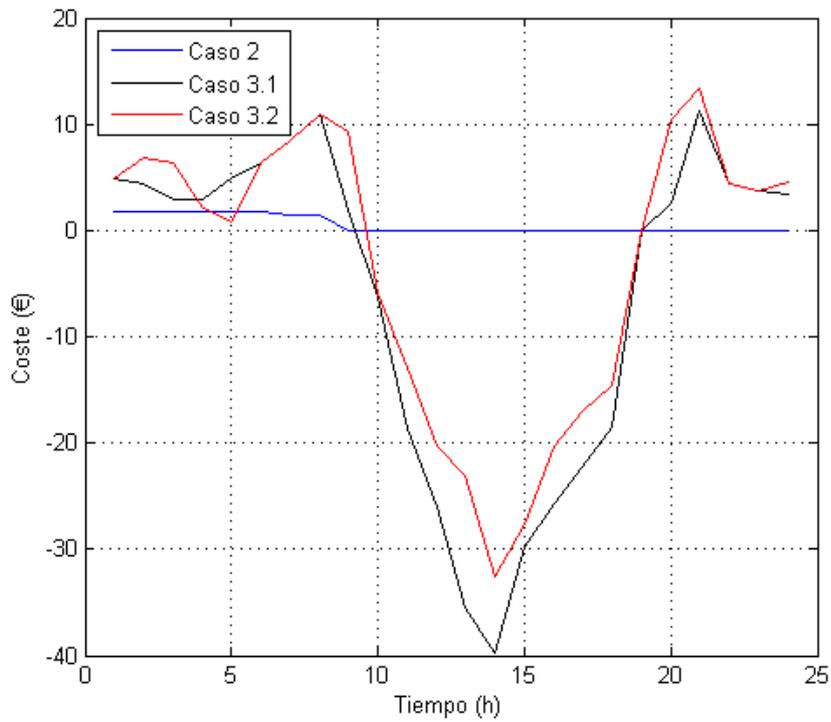


Figura 6.2: Coste de la electricidad comerciada en el PCC para el sistema LVPP8 en los casos 2, 3.1 y 3.2. Fuente: Elaboración propia.

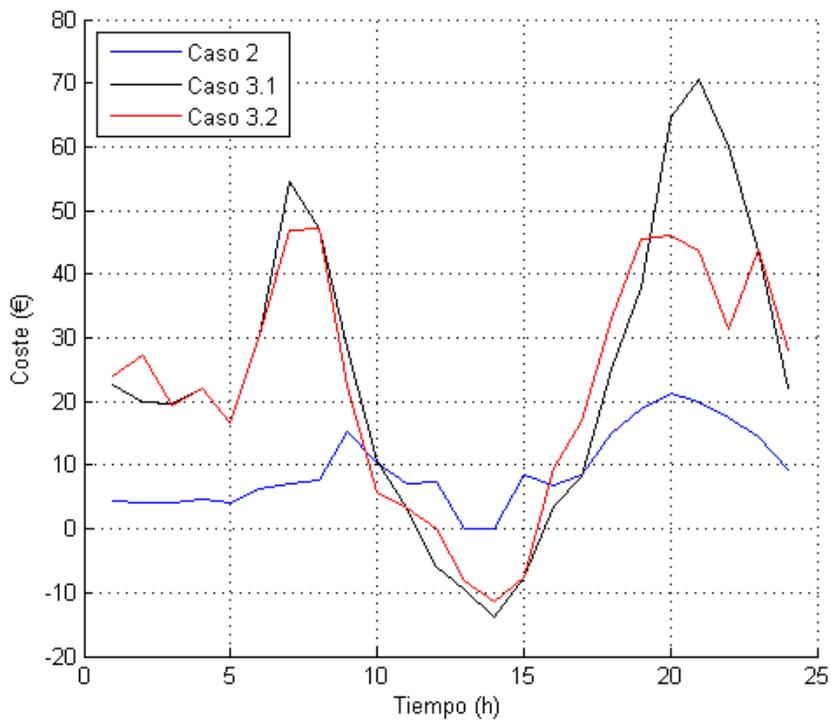


Figura 6.3: Coste de la electricidad comerciada en el PCC para el sistema LVPP12 en los casos 2, 3.1 y 3.2. Fuente: Elaboración propia.

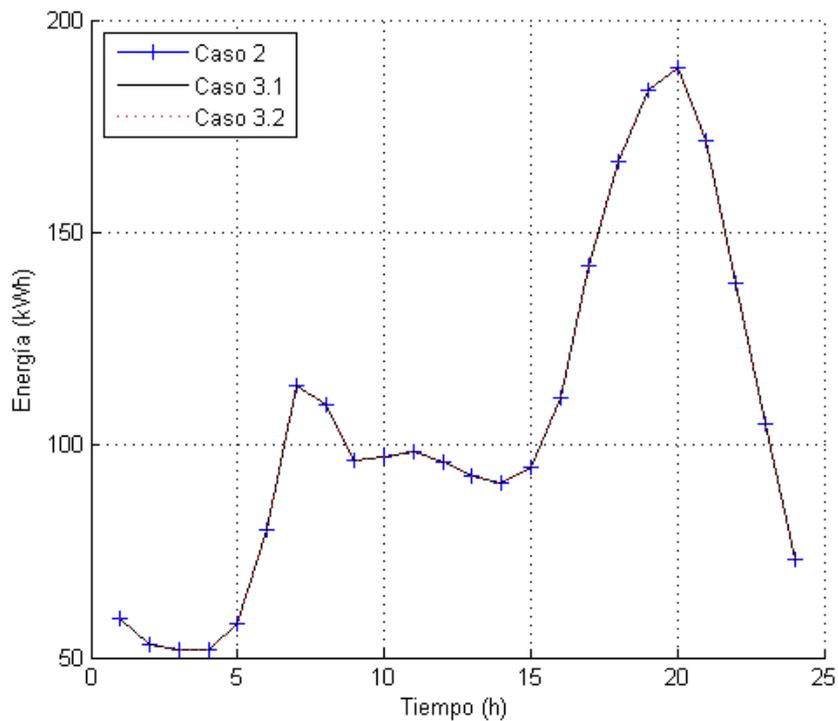


Figura 6.4: Electricidad comprada a la red para el sistema LVPP3 en los casos 2, 3.1 y 3.2. Fuente: Elaboración propia.

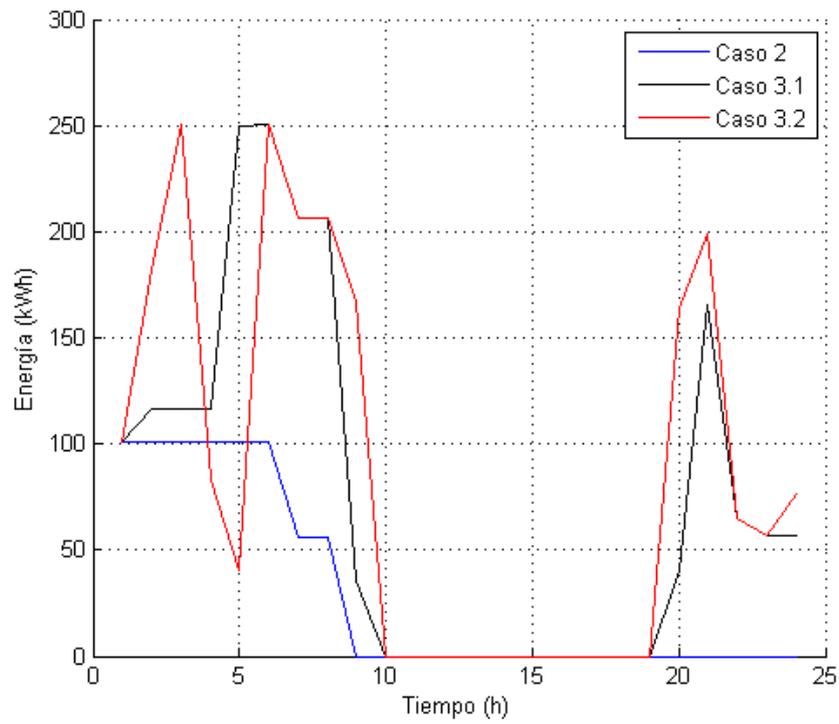


Figura 6.5: Electricidad comprada a la red para el sistema LVPP8 en los casos 2, 3.1 y 3.2. Fuente: Elaboración propia.

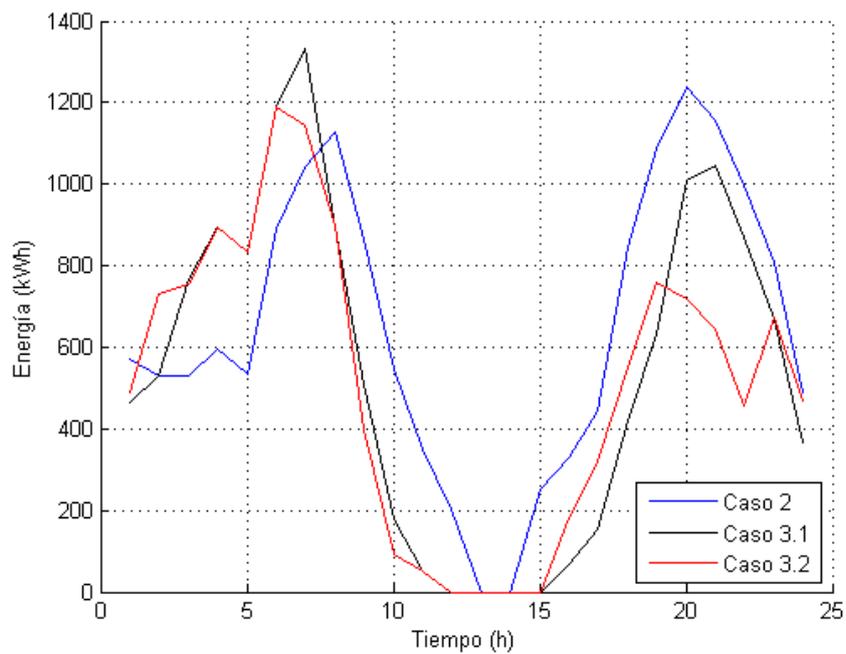


Figura 6.6: Electricidad comprada a la red para el sistema LVPP12 en los casos 2, 3.1 y 3.2. Fuente: Elaboración propia.

beneficios observados en los resultados finales. El sistema LVPP12 tiene una demanda elevada y no permite obtener beneficios de la electricidad producida, el precio de la electricidad es vital en este caso, se observa como una tarifa 3.0 es mucho más beneficiosa para el sistema que comprar la electricidad a precio de mercado.

A continuación se analizan las diferencias entre los resultados obtenidos en los casos 3.1 y 3.2. La diferencia en el sumatorio de costes es de 522,850 €, favorable al caso 3.1. Los resultados comparativos más desfavorables son los obtenidos para los sistemas LVPP1, LVPP8 y LVPP11: los costes aumentan entre un 60 % y un 70 %.

6.3 Comparación entre los casos de estudio 3, 4 y 5

El punto clave del estudio radica en la comparación de los resultados de los casos de estudio 3 y 4. Remitiéndonos al resultado global, la agregación de los sistemas LVPP en LSVPP ha permitido reducir los costes de la operación de los sistemas. Además, el resultado negativo de utilizar datos históricos de menor calidad es disminuido con la operación agregada de los sistemas a gran escala reduciendo la diferencia en el resultado global de 522,850 € entre los casos 3.1 y 3.2 a 265,454 € entre los casos 4.1 y 4.2.

La figura 6.7 presenta la diferencia de los costes totales horarios de combustible, comercio de electricidad, desvíos y estimado de no suministrar la demanda entre el caso 4.1 y 3.1.

La suma de los valores horarios se presenta en la tabla 6.6. Como se observa, la agregación en LSVPP permite disminuir en gran medida el coste ocasionado por los desvíos y obtener mayor beneficio al comerciar con la energía eléctrica.

Tabla 6.6: Diferencia de costes entre los casos 4.1 y 3.1

Combustible (€)	Electricidad (€)	Desvíos (€)	No suministro (€)	Total (€)
9,466	-234,102	-1335,820	60,715	-1621,171

Si observamos los resultados obtenidos en el caso de estudio 5, la reducción de los costes de operación es mayor a medida que aumenta la exactitud del sistema de predicción utilizado. Con un sistema de predicción perfecto, la operación óptima de la LSVPP costaría 5753,159 € al sistema. La figura 6.8 presenta la diferencia de los costes totales horarios de combustible, comercio de electricidad, desvíos y estimado de no suministrar la demanda entre el caso 4.1 y 3.1.

La suma de los valores horarios se presenta en la tabla 6.7. Se aprecia que la capacidad de predicción en el caso 5 permite a la agregación optimizar el funcionamiento de los generadores basados en gas natural, y se disminuye el coste por el comercio de la electricidad.

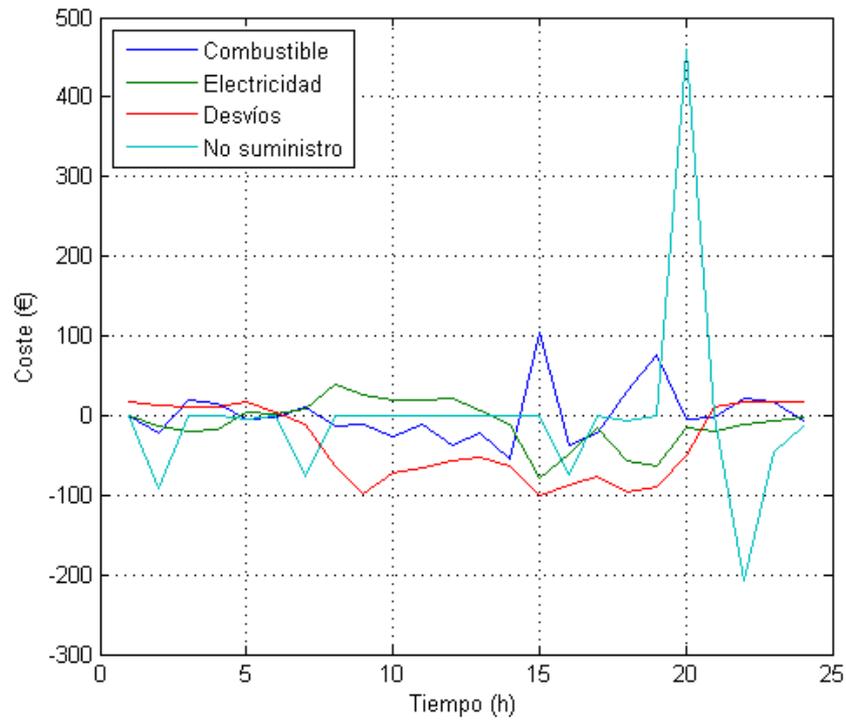


Figura 6.7: Diferencia de costes totales horarios entre el caso 4.1 y el caso 3.1. Fuente: Elaboración propia.

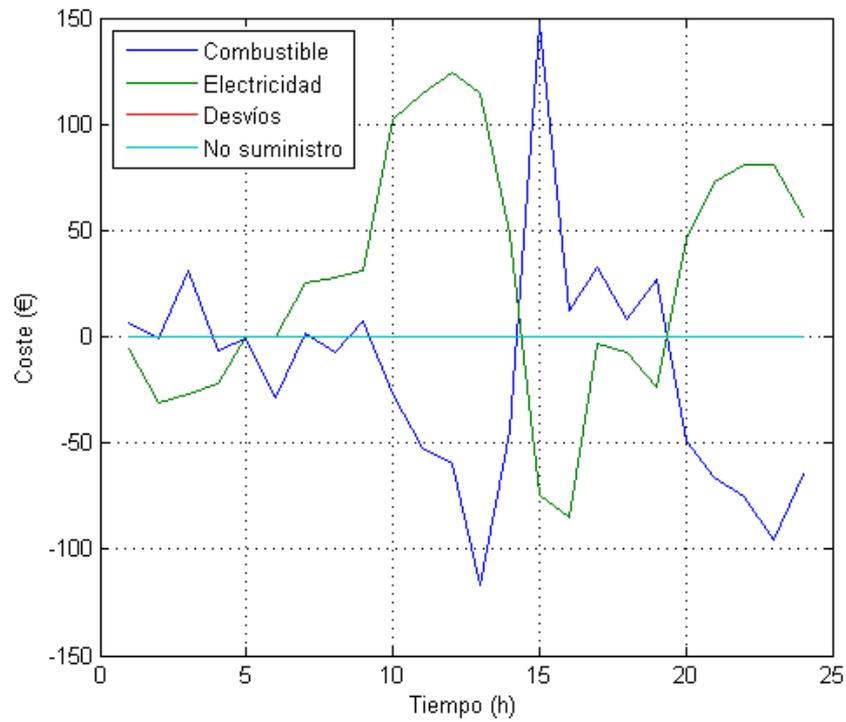


Figura 6.8: Diferencia de costes totales horarios entre el caso 4.1 y el caso 5. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6.7: Diferencia de costes entre los casos 4.1 y 5

Combustible (€)	Electricidad (€)	Desvíos (€)	No suministro (€)	Total (€)
-422,137	645,323	0	0	223,186

Como se puede observar en la figura 6.9, el conjunto de datos históricos utilizados y los modelos de programación estocástica han permitido alcanzar un perfil de operación muy similar al óptimo del día.

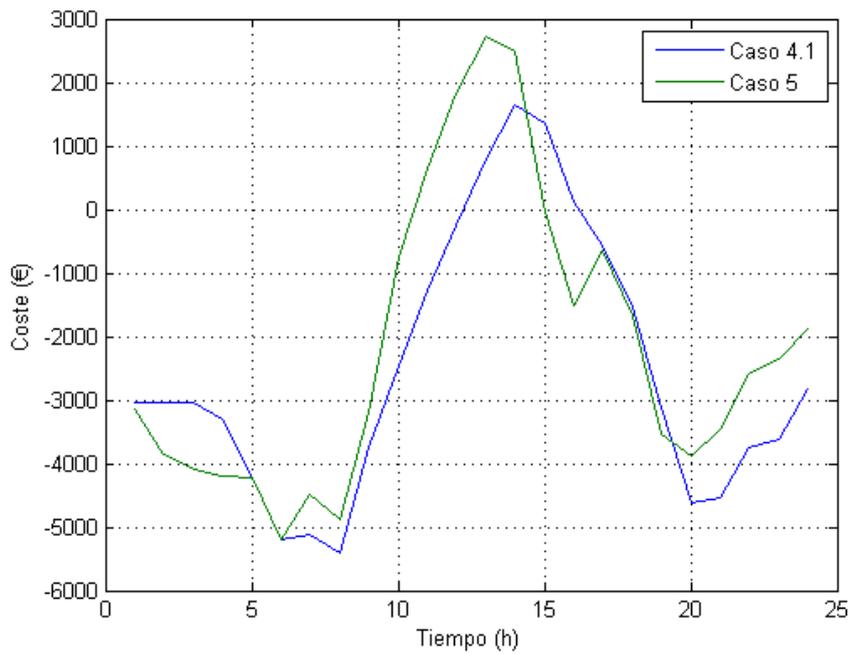


Figura 6.9: Flujo de potencia en el PCC en los casos 4.1 y 5. Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO 7:

CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

En este último capítulo se presentan las conclusiones obtenidas en el presente estudio y se detallan las tareas de investigación que podrían realizarse fundamentándose en el trabajo presentado en este documento.

7.1 Aportaciones y conclusiones del estudio

En primer lugar se ha realizado un análisis de la bibliografía referente al concepto de Virtual Power Plant, tras lo cual han podido determinarse los principales beneficios que este tipo de red inteligente puede ofrecer a los prosumidores y a los operadores de las redes eléctricas. La agregación de sistemas como VPP favorece la integración de generación distribuida y recursos renovables, y es uno de los principales mecanismos de desarrollo de redes inteligentes.

Tras el estudio del estado del arte se han determinado los potenciales beneficios de la agregación de sistemas de generación, almacenamiento y cargas formando VPP. Además, se ha destacado que los principales temas de investigación que pueden favorecer el desarrollo e implementación de VPP son mejorar los sistemas de predicción de las variables aleatorias, analizar la participación en los diferentes servicios de los mercados eléctricos y diseñar algoritmos de gestión energética que maximicen los beneficios.

Después de analizar la literatura se ha tomado la decisión de diseñar e implementar modelos de programación estocástica y determinista para optimizar la operación de los sistemas LVPP según diferentes casos de estudio. Las conclusiones obtenidas del trabajo realizado se detallan a continuación.

El mecanismo de incentivación con Feed-in Tariff proporciona el mayor beneficio a los prosumidores propietarios de los sistemas propuestos en el estudio. Sin embargo, este tipo de mecanismo origina un coste añadido al sistema eléctrico,

dado que la retribución de las tarifas FiT recae directamente en los consumidores del sistema eléctrico nacional, añadiendo un coste adicional a la factura eléctrica.

Se ha comparado el mecanismo de balance neto con la posibilidad de participar en el mercado eléctrico y se concluye que los beneficios dependen del tipo de tarifa contratada y la capacidad de generación eléctrica. La participación en el mercado eléctrico es favorable para aquellos sistemas que posean suficiente exceso de energía generada para poder comerciar con ella y obtener beneficios por su venta.

El principal objetivo del estudio era determinar que beneficios presenta la agregación de sistemas LVPP para operar conjuntamente como un sistema LSVPP frente a la operación de cada LVPP de forma individual. En este aspecto, la conclusión es que la agregación produce beneficios económicos y técnicos, dado que el intercambio de flujos de potencia entre los sistemas LVPP permite reducir los efectos negativos de contar con datos de previsión de mala calidad y tener mayor capacidad para comerciar con la energía eléctrica en el mercado diario y hacer frente a los costes por desvíos.

En cuanto a los datos utilizados como entrada del modelo estocástico para predecir las variables aleatorias, se concluye que el uso de datos históricos sin técnicas de tratamiento específicas de los datos produce importantes aumentos del coste de operación del sistema global. La calidad de los datos utilizados permite alcanzar la solución rápidamente, disminuyendo así el número de iteraciones necesarias para alcanzar el valor óptimo.

7.2 Propuesta de trabajo futuro

Se proponen las siguientes temáticas de trabajo futuro tras análisis del estado del arte de las Virtual Power Plants y los resultados obtenidos mediante la resolución de los modelos diseñados.

- Definir con mayor precisión las restricciones de cada elemento, utilizando datos de funcionamiento más precisos e incorporando nuevas consideraciones.
- Diseñar las líneas que constituyen la red eléctrica del sistema, incorporando restricciones de capacidad máxima y caída de tensión en las líneas.
- Incluir un análisis del deterioro de los sistemas de almacenamiento y generación en función de la operación y considerar los costes asociados.
- Aumentar la base de datos históricos utilizados y realizar un tratamiento especializado de los mismos.
- Proponer un sistema de predicción de las variables aleatorias que permita reducir al máximo posible el coste de los desvíos al participar en el mercado diario.
- Estudiar la implementación del algoritmo en casos reales de operación.
- Considerar la participación en otros tipos de mercado y la oferta de servicios auxiliares al operador del sistema.
- Inclusión del vehículo eléctrico como elemento de VPP en los modelos.

PRESUPUESTO

A continuación se detallan los costes de realización del presente proyecto. Los costes se dividen en costes de investigación y desarrollo y costes de los recursos informáticos.

Tabla 7.1: Desglose del presupuesto.

Descripción	Unidades	Precio (€/unidad)	Total (€)
I+D			
Investigación	200 h	27	5.200,00
Diseño de los modelos	150 h	27	4.050,00
Análisis de resultados	50 h	27	1.350,00
Elaboración de la documentación	50 h	27	1.350,00
Total I+D			11.950,00
RECURSOS INFORMÁTICOS			
Portátil ACER 5749	0,5	500	250,00
Licencia MATLAB	0,20	6000	1.200,00
Licencia GAMS	1	700	700,00
Total Recursos informáticos			2.150,00
		Subtotal	14.100,00
		IVA (21 %)	2.961,00
		TOTAL	17.061,00

De acuerdo con los costes desglosados en la tabla 7.1, el presupuesto de ejecución material del proyecto asciende a la cantidad de catorce mil cien euros (14.100,00 €). Por lo tanto, el presupuesto de ejecución por contrato, con el 21 % de IVA incluido, asciende a un total de diecisiete mil sesenta y un euros (17.061,00 €).

Fecha: Barcelona, Enero de 2015.
Vigencia de seis meses.

Firma: Alejandro Montes Ruiz

BIBLIOGRAFÍA

- Asmus. 2010. "Demand Response, Supply-Side, Mixed Asset, and Wholesale Auction VPPs: Market Analysis and Forecasts." *IDC Energy Insights*.
- Barth, Bianca, Giorgia Concas, Rafael Cossent, Oliver Franz, and Pablo Frías. 2013. "PV GRID Advisory paper: Key Recommendations." Technical Report December.
- Bayod-Rújula, Angel A. 2009. "Future development of the electricity systems with distributed generation." *Energy* 34:377--383.
- Belhomme, Régine, and Carolina Tranchita. 2011. "Overview and goals of the clusters of smart grid demonstration projects in France." *Power and Energy ...*, pp. 1--8.
- BOE. Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.
- Boix, Oriol, Luis Sainz, Felipe Córcoles, and Francisco J. Suelves. 2009. *Tecnología eléctrica*.
- Braun, M. 2008. "Provision of ancillary services by distributed generators." *Renewable Energies and Energy Efficiency*, vol. 10.
- Brissette, Alexander, Anderson Hoke, Dragan Maksimovic, and Annabelle Pratt. 2011. "A microgrid modeling and simulation platform for system evaluation on a range of time scales." *2011 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, pp. 968--976.
- Buchholz, B., D. Nestle, and a. Kiessling. 2009. "Individual customers' influence on the operation of virtual power plants." *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1--6.
- Buchholz, B, and U Schluucking. 2006. "Energy management in distribution grids European cases." *Power Engineering Society ...*, pp. 2--3.
- Bucholz, B., N. Hatziaegyriou, I. Fartos, and U. Schluucking. 2006. "Lessons learned: European pilot installations for distributed generation." *labplan.ufsc.br*, pp. 1--8.
- Bühner, Volker, E U S Gmbh, Bernd Michael Buchholz, N T B Technosevice, Bernhard Fenn, and H S E Ag. 2012. "The economy of Smart Grids requires Smart Markets The context of Smart Grid and Smart Markets." *VDE-Kongress 2012*, pp. 3--8.

- Bureau of Energy Efficiency, Government of India. DSM information hub. Last access: December 3, 2014.
- Castillo, Enrique, Antonio J. Conejo, Pablo Pedregal, García Ricardo, and Natalia Alguacil. *Formulación y resolución de modelos de programación matemática en ingeniería y ciencia*.
- CITCEA. Web del CITCEA-UPC. Last access: December 3, 2014.
- CITCEA-UPC. 2013. "Evaluation of EMS for VPP." Technical Report.
- CITCEA-UPC, and ECLAREON. 2013, Junio. "Redes inteligentes: Oportunidades de desarrollo y estrategia de implementación en Chile." Technical Report.
- CNMC. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Last access: December 3, 2014.
- Commission, European. 2014. The 2020 climate and energy package.
- Coppens, Thomas. 2012. "Flexible cooling demand in Virtual Power Plants." KULeuven.
- Corera, José, Christophe Kieny, José Oyarzabal, and Martin Braun. 2009. "Flexible Electricity Networks to Integrate the expected Energy Evolution Results." Technical Report.
- Cornforth, D, T Moore, and S Sayeef. 2011. "Challenges and opportunities for inverters in microgrids." *IECON 2011-37th Annual ...*, pp. 3111--3116.
- CRISP. CRISP project. Last access: December 3, 2014.
- de España, Red Eléctrica. Enero, 2014. "Servicios de ajuste de la operación del sistema. Avance 2013." Technical Report.
- Díaz-González, Francisco, Andreas Sumper, Oriol Gomis-Bellmunt, and Roberto Villafáfila-Robles. 2012. "A review of energy storage technologies for wind power applications." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (4): 2154--2171 (May).
- El Bakari, K., and W. L. Kling. 2011. "Development and operation of virtual power plant system." *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, December, 1--5.
- El-bakari, Khalil. 2012. "A Virtual Power Plant demonstration / Multi Agent System." no. August.
- ELIA. 2013. "Annual report of active losses 2013." Technical Report.
- ENDESA. Web de ENDESA sobre el vehículo eléctrico. Last access: December 3, 2014.
- Energinet. 2012. "Cell Controller Overview and Future Perspectives." Technical Report 20735.
- Etherden, Nicholas. 2013. "Quantification of ancillary services from a virtual power plant in an existing subtransmission network." *Innovative Smart Grid ...*
- Etherden, Nicholas, and Johanna Lundkvist. 2013. "Communication Requirements of a Virtual Power Plant using IEC 61850 to Provide Grid Services." Technical Report.

- European Union. Legal Sources on Renewable Energy. Last access: December 3, 2014.
- FENIX. FENIX web page. Last access: December 3, 2014.
- Gas Natural. Tarifas de suministro de Gas natural. Last access: December 3, 2014.
- Giuntoli, Marco, and Davide Poli. 2013. "Optimized Thermal and Electrical Scheduling of a Large Scale Virtual Power Plant in the Presence of Energy Storages." *IEEE Transactions on Smart Grid* 4 (2): 942--955 (June).
- GNF. Web de Gas Natural Fenosa. Last access: December 3, 2014.
- Gouveia, C., D. Rua, F. Ribeiro, C. L. Moreira, and J. a. Pecas Lopes. 2013. "INESC Porto experimental Smart Grid: Enabling the deployment of EV and DER." *2013 IEEE Grenoble Conference*, June, 1--6.
- Guedes, Nuno, Tiago Pinto, Zita Vale, Tiago M. Sousa, and Tiago Sousa. 2013. "Electricity Markets Portfolio Optimization Using a Particle Swarm Approach." *2013 24th International Workshop on Database and Expert Systems Applications* 2011 (August): 199--203.
- Hadjsaid, N, and L Le-Thanh. 2010. "Integrated ICT framework for distribution network with decentralized energy resources: Prototype, design and development." *Power and Energy ...*, pp. 1--4.
- Hatziargyriou, N. 2010. "Evaluation of Virtual Power Plant (VPP) operation based on actual measurements." *Power Generation*, no. November:1--8.
- Ibrahim, H., A. Ilinca, and J. Perron. 2008. Energy storage systems-Characteristics and comparisons.
- IEEE. IEEE Smart Grid. Last access: December 3, 2014.
- IEEE. 2011. "IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads." *IEEE, IEEE Std*, p. 126.
- INTEGRAL. Web del proyecto europeo INTEGRAL. Last access: December 3, 2014.
- Kampf, E, and M Bauer. 2012. "ICT infrastructure design considering ICT contingencies and reserve requirements on transmission level." *Innovative Smart Grid*, pp. 1--7.
- KIC. Web del KIC-Innoenergy. Last access: December 3, 2014.
- Kieny, Christophe, Boris Berseneff, Nouredine Hadjsaid, Yvon Besanger, and Joseph Maire. 2009. "On the concept and the interest of virtual power plant: Some results from the European project Fenix." *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, July, 1--6.
- Kostková, K., L. Omelina, P. Kyčina, and P. Jamrich. 2013. "An introduction to load management." *Electric Power Systems Research* 95 (February): 184--191.
- Kuzle, Igor, M Zdrilic, and H Pandzic. 2011. "Virtual power plant dispatch optimization using linear programming." *Environment and Electrical ...*, pp. 1--4.

- Law, Yee Wei, Tansu Alpcan, Vincent C.S. Lee, Anthony Lo, Slaven Marusic, and Marimuthu Palaniswami. 2012. "Demand Response Architectures and Load Management Algorithms for Energy-Efficient Power Grids: A Survey." *2012 Seventh International Conference on Knowledge, Information and Creativity Support Systems*, November, 134--141.
- Llorca, Jordi. 2010. *El hidrógeno y nuestro futuro energético*. Ediciones UPC.
- Lundkvist, Johanna. 2013. "Feasibility study of a Virtual Power Plant for Ludvika." Appsala Univwersiteit.
- Luo, F., Y. M. Lai, K. H. Loo, Chi K. Tse, and Xinbo Ruan. 2013. "A generalized droop-control scheme for decentralized control of inverter-interfaced microgrids." *2013 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS2013)*, May, 1320--1323.
- Maclay, James D., Jacob Brouwer, and G. Scott Samuelson. 2006. "Dynamic analyses of regenerative fuel cell power for potential use in renewable residential applications." *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Mannheim. Web del proyecto europeo Model City Mannheim. Last access: December 3, 2014.
- Mateo, Carlos, and Pablo Frías. 2014. "PVGRID D3.2 - European advisory paper." Technical Report January.
- Michiels, Joris, Kristof De Vos, and Johan Driesen. "Opportunities for Commercial Virtual Power Plant and additional ancillary services in realistic market frame." pp. 1--7.
- MILLENER. Web de EDF acerca del proyecto MILLENER. Last access: December 3, 2014.
- Mohd, Alaa, Egon Ortjohann, Andreas Schmelter, Nedzad Hamsic, and Danny Morton. 2008. "Challenges in Integrating Distributed Energy Storage Systems into Future Smart Grid." *Energy*, pp. 1627--1632.
- MOVELE. Web del proyecto nacional MOVELE. Last access: December 3, 2014.
- NASA. Atmospheric science data center. Last access: December 3, 2014.
- Navarra. Estación meteorológica de Navarra. Last access: December 3, 2014.
- Nezamabadi, Parastoo, and GB Gharehpetian. 2011. "Electrical energy management of virtual power plants in distribution networks with renewable energy resources and energy storage systems." *...Distribution Networks (...*
- NREL. NREL. Last access: December 3, 2014.
- Olejniczak, T. 2011. "Distributed Generation and Virtual Power Plants: Barriers and Solutions."
- Oliveira, Pedro, and Tiago Pinto. 2012. "MASGriP - A Multi-Agent Smart Grid Simulation Platform." *Power and Energy Society ...*, pp. 1--8.
- Olivella, Pol. 2012. "Modelado de la demanda de carga lenta y rápida de vehículos eléctricos para el estudio de impacto en la red de distribución." Thesis, ETSEIB - UPC.
- OpenEI. Open Energy Information. Last access: December 3, 2014.
- Pandžić, Hrvoje, Igor Kuzle, and Tomislav Capuder. 2013. "Virtual power plant mid-term dispatch optimization." *Applied Energy* 101 (January): 134--141.

- Phuong, NH. 2010. "Multi-Agent System based Active Distribution Networks." *alexandria.tue.nl*, no. november.
- Ping, J, ZX Xin, and W Shouyuan. 2011. "Review on sustainable development of island microgrid." *Advanced Power System ...*
- Pogaku, Nagaraju. 2007. "Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid." *Power Electronics, IEEE ...* 22 (2): 613--625.
- PREMIO. Web de EDF acerca del proyecto PREMIO. Last access: December 3, 2014.
- PREMIOfinal. PREMIO Final report summary. Last access: December 3, 2014.
- Pudjianto, D., C. Ramsay, and G. Strbac. 2007. "Virtual power plant and system integration of distributed energy resources." *Renewable Power*, no. 1:10--16.
- PVGIS. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Last access: December 3, 2014.
- RD 1578/2008. Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- REE. Web de Red Eléctrica de España. Last access: December 3, 2014.
- Roossien, B., a. van den Noort, R. Kamphuis, F. Bliet, M. Eijgelaar, and J. de Wit. 2011. "Balancing wind power fluctuations with a domestic Virtual Power Plant in Europe's First Smart Grid." *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, June, 1--5.
- Roossien, B, M Hommelberg, and C Warmer. 2008. "Virtual power plant field experiment using 10 micro-CHP units at consumer premises." no. 86:23--24.
- Rosenthal, Richard E. *GAMS - A user's guide*.
- Ruiz, N., I. Cobelo, and J. Oyarzabal. 2009. "A Direct Load Control Model for Virtual Power Plant Management." *IEEE Transactions on Power Systems* 24 (2): 959--966 (May).
- Schaeffer, GJ, Hans Akkermans, and D Karlsson. 2006. "CRISP Final Summary Report." Technical Report.
- SmartGrids, European Technology Platform. 2012. SmartGrids SRA 2035 - Strategic Research Agenda.
- Sørensen, B. 2005. *Hydrogen and Fuel Cells: Emerging Technologies and Applications*. Sustainable world series. Elsevier Academic Press.
- Tascikaraoglu, a., O. Erdinc, M. Uzunoglu, and a. Karakas. 2014. "An adaptive load dispatching and forecasting strategy for a virtual power plant including renewable energy conversion units." *Applied Energy* 119 (April): 445--453.
- Unna. Web acerca del proyecto Unna. Last access: December 3, 2014.
- Vale, Z, T Pinto, and H Morais. 2011. "VPP's multi-level negotiation in smart grids and competitive electricity markets." *Power and Energy ...*, pp. 1--8.
- Vayá, MG, and G Andersson. 2013. "Integrating renewable energy forecast uncertainty in smart-charging approaches for plug-in electric vehicles." *PowerTech (POWERTECH), 2013 ...*

- ventaVE. Web sobre la actualidad del vehículo eléctrico. Last access: December 3, 2014.
- Verellen, Wouter, Cedric De Jonghe, Kristof De Vos, and Ronnie Belmans. "Demand Response in Commercial Virtual Power Plants." pp. 1--5.
- Viñals, Guillem. 2013. "Control d'una microxarxa." Universitat Politècnica de Catalunya.
- Vuc, Gheorghe, and Ioan Borlea. 2013. "Virtual power plant strategy for renewable resources aggregation." *EUROCON, 2013 ...*, no. July:737--743.
- Wang, Chengshan, Mengxuan Liu, and Li Guo. 2012. "Cooperative operation and optimal design for islanded microgrid." *Innovative Smart Grid Technologies (...)*, pp. 1--8.
- You, Shi, Chresten Træholt, and Bjarne Poulsen. 2009. "A market-based virtual power plant." *Clean Electrical Power, 2009 ...*, pp. 460--465.



Escola Universitària d'Enginyeria
Tècnica Industrial de Barcelona
Consorci Escola Industrial de Barcelona

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA

Volumen II:

ANEXO

VIRTUAL POWER PLANTS

TFG presentado para optar al título de GRADO en
INGENIERÍA DE LA ENERGÍA
por **Alejandro Montes Ruiz**

Barcelona, 13 de enero de 2015

Director: Roberto Villafáfila Robles
Departamento de Ingeniería Eléctrica (EE)
Universitat Politècnica de Catalunya (UPC)

ÍNDICE ANEXOS

ÍNDICE ANEXOS	iii
ÍNDICE FIGURAS	v
ÍNDICE TABLAS	vii
ANEXO A: PERFILES DE DEMANDA ELÉCTRICA Y TÉRMICA	1
ANEXO B: DIMENSIONADO DE LOS PANELES SOLARES TÉRMICOS	19
ANEXO C: DIMENSIONADO DE LOS PANELES SOLARES FOTVOLTAICOS	23

ÍNDICE FIGURAS

A.1 Demanda eléctrica de los sistemas en el día D. Fuente: Elaboración propia.	2
A.2 Demanda eléctrica de los sistemas en el día D. Fuente: Elaboración propia.	2
A.3 Demanda eléctrica de los sistemas en el día D. Fuente: Elaboración propia.	3
A.4 Demanda térmica de los sistemas en el día D. Fuente: Elaboración propia.	3
A.5 Demanda térmica de los sistemas en el día D. Fuente: Elaboración propia.	4
A.6 Demanda térmica de los sistemas en el día D. Fuente: Elaboración propia.	4
A.7 Demanda eléctrica del sistema LVPP1 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	5
A.8 Demanda eléctrica del sistema LVPP2 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	5
A.9 Demanda eléctrica del sistema LVPP3 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	6
A.10 Demanda eléctrica del sistema LVPP4 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	6
A.11 Demanda eléctrica del sistema LVPP5 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	7
A.12 Demanda eléctrica del sistema LVPP6 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	7
A.13 Demanda eléctrica del sistema LVPP7 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	8
A.14 Demanda eléctrica del sistema LVPP8 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	8
A.15 Demanda eléctrica del sistema LVPP9 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	9
A.16 Demanda eléctrica del sistema LVPP10 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	9

A.17	Demanda eléctrica del sistema LVPP11 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	10
A.18	Demanda eléctrica del sistema LVPP12 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	10
A.19	Demanda térmica del sistema LVPP1 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	11
A.20	Demanda térmica del sistema LVPP2 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	12
A.21	Demanda térmica del sistema LVPP3 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	12
A.22	Demanda térmica del sistema LVPP4 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	13
A.23	Demanda térmica del sistema LVPP5 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	13
A.24	Demanda térmica del sistema LVPP6 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	14
A.25	Demanda térmica del sistema LVPP7 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	14
A.26	Demanda térmica del sistema LVPP8 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	15
A.27	Demanda térmica del sistema LVPP9 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	15
A.28	Demanda térmica del sistema LVPP10 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	16
A.29	Demanda térmica del sistema LVPP11 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	16
A.30	Demanda térmica del sistema LVPP12 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.	17

ÍNDICE TABLAS

B.1 Irradiación media por unidad de superficie.	20
B.2 Horas medias de sol.	20
B.3 Dimensión de las instalaciones solares térmicas.	21
C.1 Especificaciones técnicas del módulo solar comercial.	23
C.2 Dimensión de las instalaciones solares fotovoltaicas.	24

ANEXO A:

PERFILES DE DEMANDA ELÉCTRICA Y TÉRMICA

Para comprobar la validez del modelo propuesto en el presente estudio, se han utilizado datos reales de demandas eléctricas y térmicas correspondientes a los diferentes sistemas considerados: edificios residenciales, supermercados, restaurantes, empresas de tamaño mediano, centros comerciales, hospitales, institutos de secundaria y hoteles. Los datos se han obtenido de la organización OpenEI (OpenEI). De los numerosos datos ofrecidos por su base de datos, se han utilizado los valores desde el 1 de julio al 1 de octubre de los perfiles de los sistemas enumerados caracterizados para la ciudad de San Francisco, California. El modelo permite optimizar la operación de los sistemas para un día concreto, el 1 de octubre. Para el funcionamiento del modelo estocástico, se necesitan datos históricos que permitan determinar la energía comerciable en el mercado diario el día D. Por tanto, se ha realizado un tratamiento de los datos obtenidos del OpenEI, finalizando con 62 escenarios útiles correspondientes con los 62 días que poseen un perfil parecido al del día D. Para el caso 3.2 y 4.2 se han utilizado 20 escenarios, correspondientes con los días de operación del último mes.

A continuación se presentan los datos de demanda eléctrica y térmica utilizados para definir los sistemas de los casos a estudio. La demanda eléctrica del día D, 1 de octubre, se corresponde con las figuras A.1, A.2 y A.3, y la demanda térmica se presenta en las figuras A.4, A.5 y A.6. Los sistemas se han agrupado en las figuras según la dimensión de su demanda.

Por otra parte, las demandas consideradas como datos históricos de entrada para el modelo estocástico del caso de estudio 3.1 y 4.1 se presentan en las figuras A.7, A.8, A.9, A.10, A.11, A.12, A.13, A.14, A.15, A.16, A.17 y A.18 como demandas eléctricas y en las figuras A.19, A.20, A.21, A.22, A.23, A.24, A.25, A.26, A.27, A.28, A.29 y A.30 como demandas térmicas.

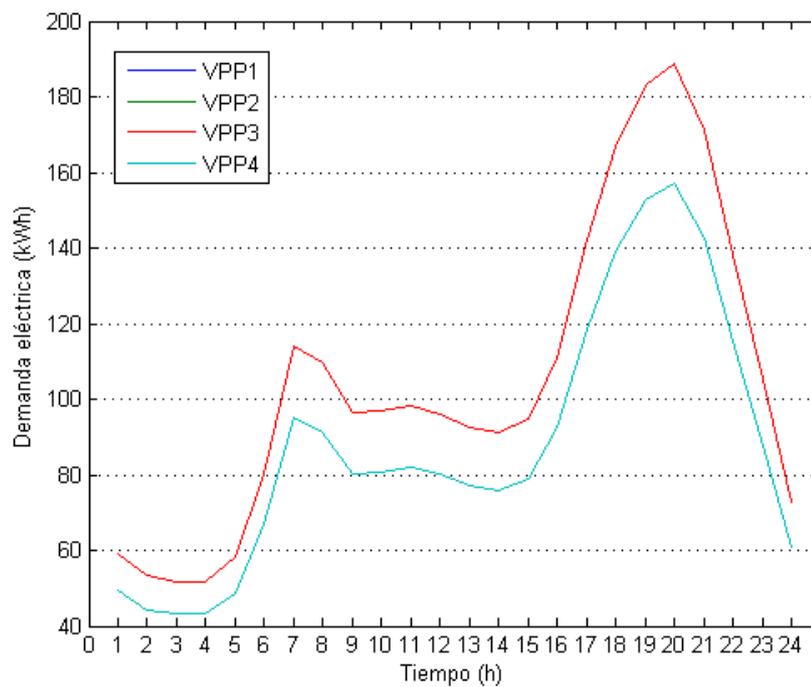


Figura A.1: Demanda eléctrica de los sistemas en el día D. Fuente: Elaboración propia.

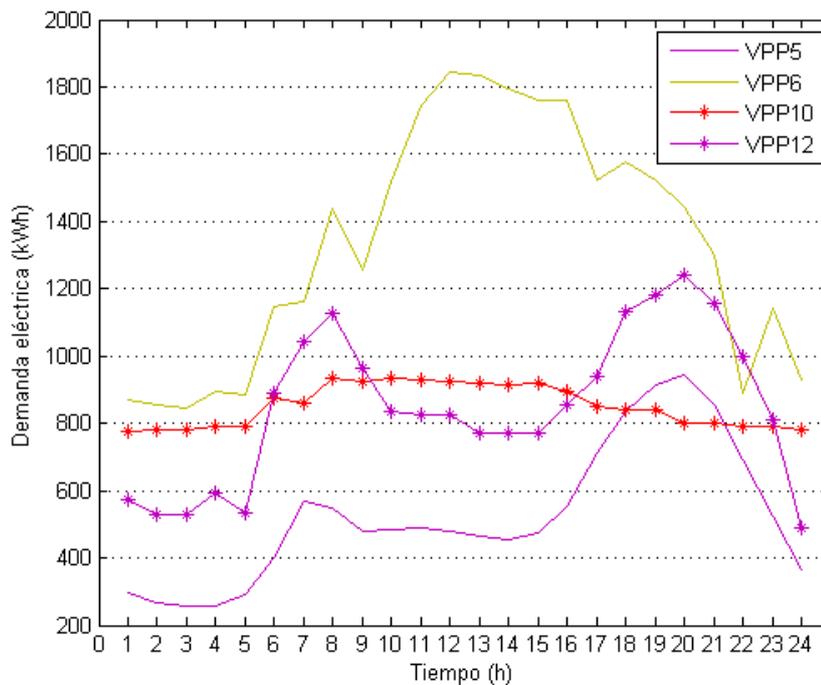


Figura A.2: Demanda eléctrica de los sistemas en el día D. Fuente: Elaboración propia.

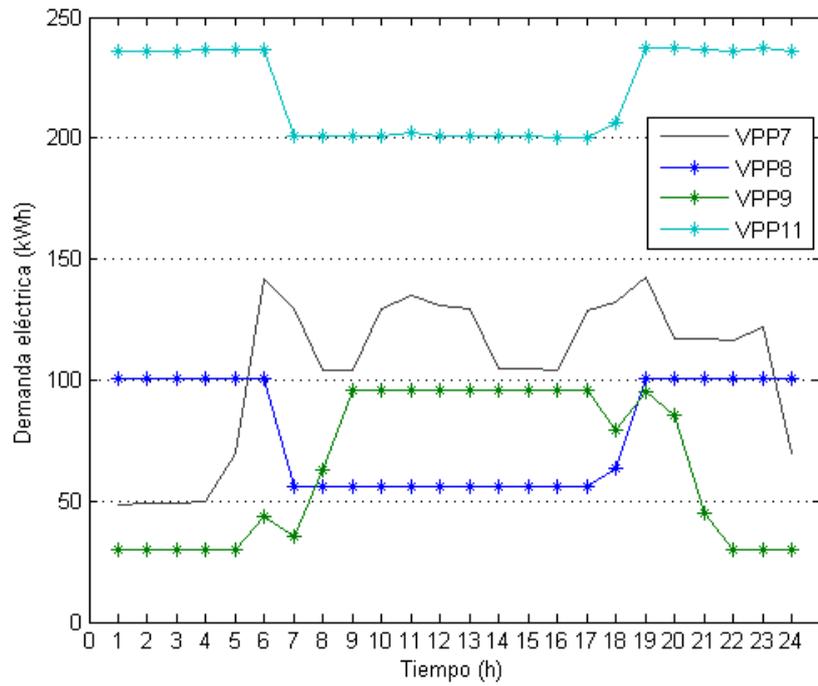


Figura A.3: Demanda eléctrica de los sistemas en el día D. Fuente: Elaboración propia.

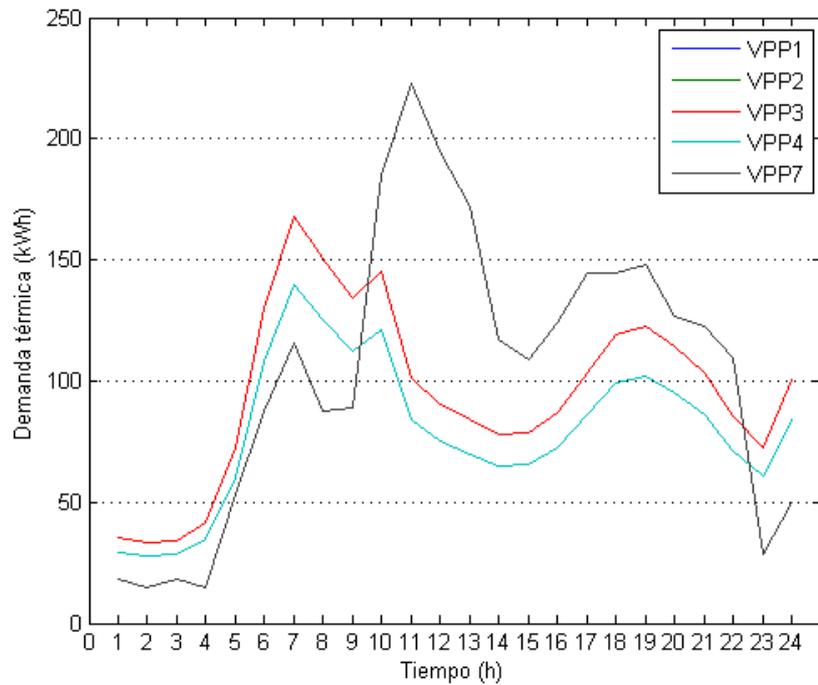


Figura A.4: Demanda térmica de los sistemas en el día D. Fuente: Elaboración propia.

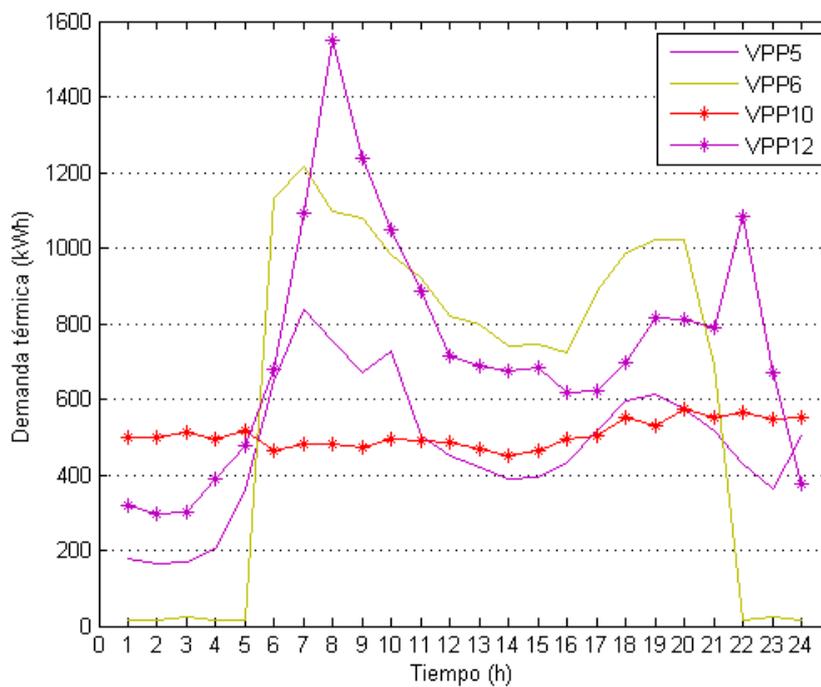


Figura A.5: Demanda térmica de los sistemas en el día D. Fuente: Elaboración propia.

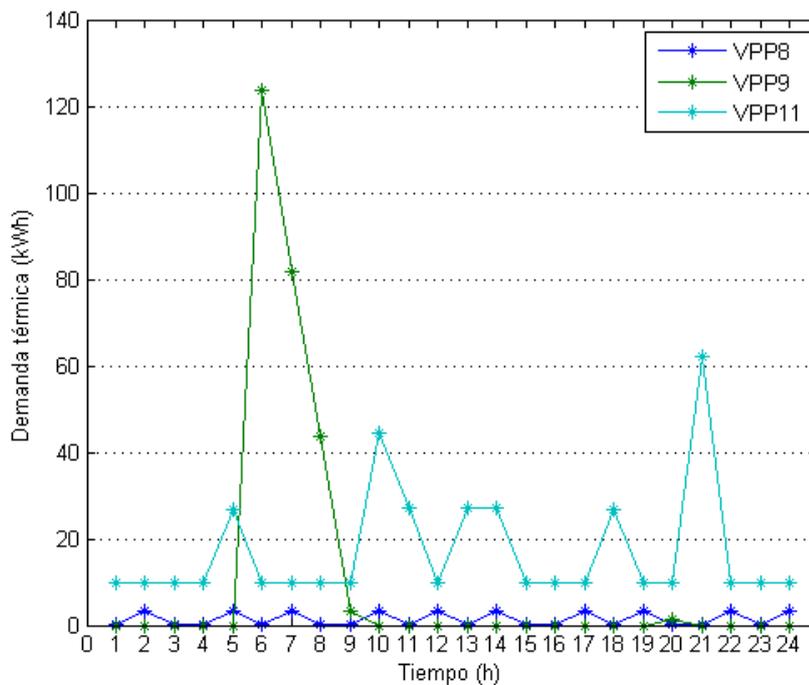


Figura A.6: Demanda térmica de los sistemas en el día D. Fuente: Elaboración propia.

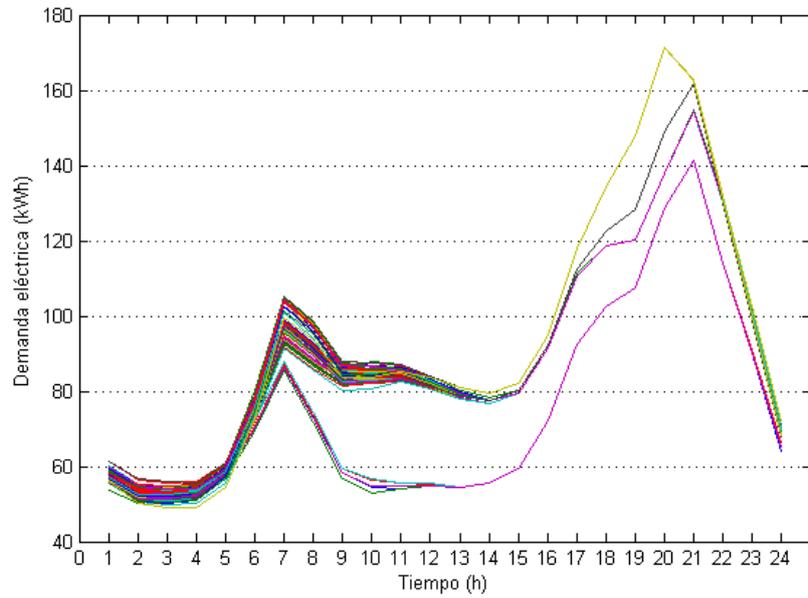


Figura A.7: Demanda eléctrica del sistema LVPP1 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

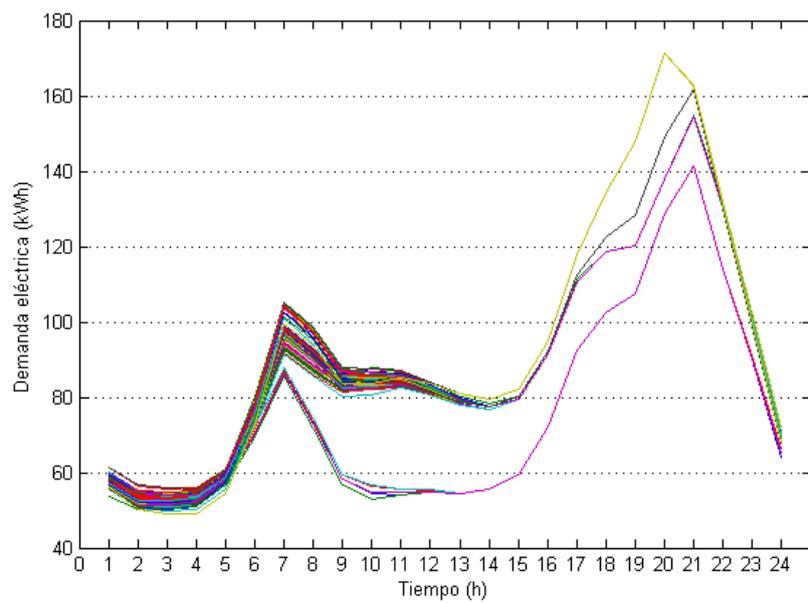


Figura A.8: Demanda eléctrica del sistema LVPP2 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

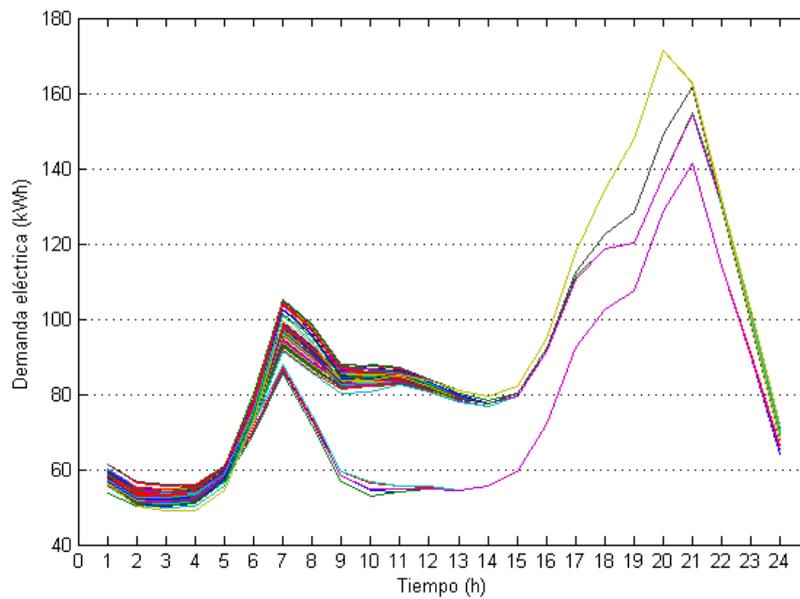


Figura A.9: Demanda eléctrica del sistema LVPP3 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

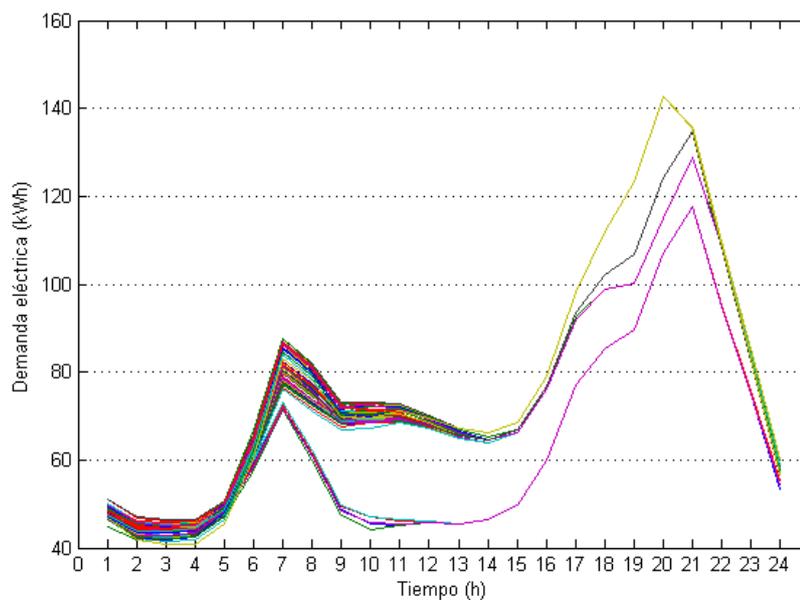


Figura A.10: Demanda eléctrica del sistema LVPP4 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

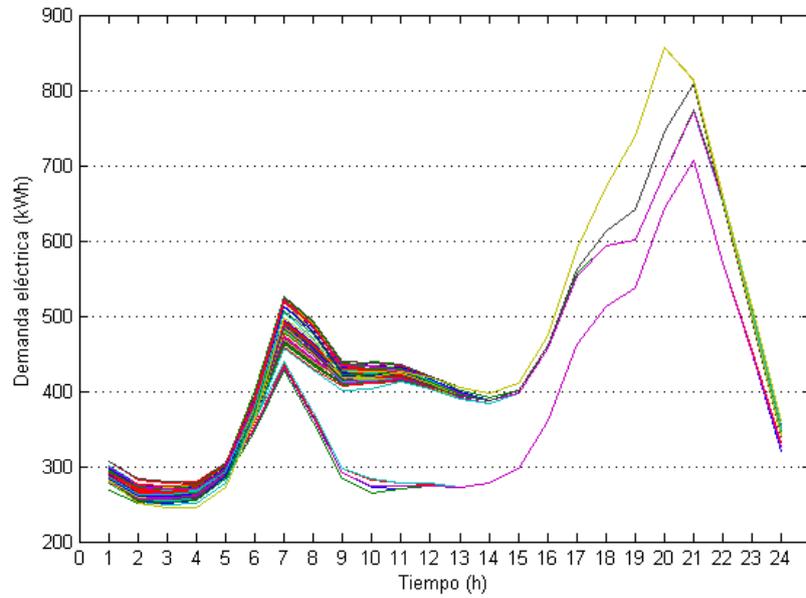


Figura A.11: Demanda eléctrica del sistema LVPP5 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

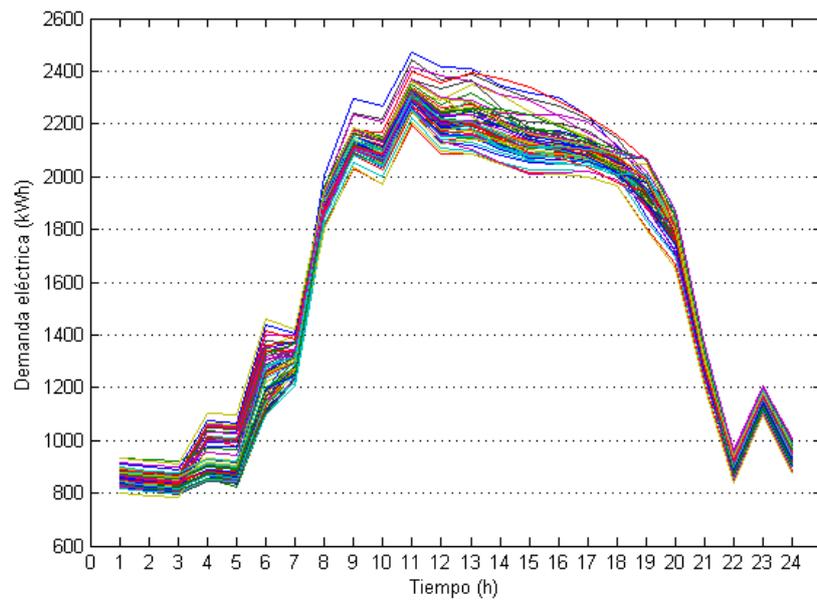


Figura A.12: Demanda eléctrica del sistema LVPP6 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

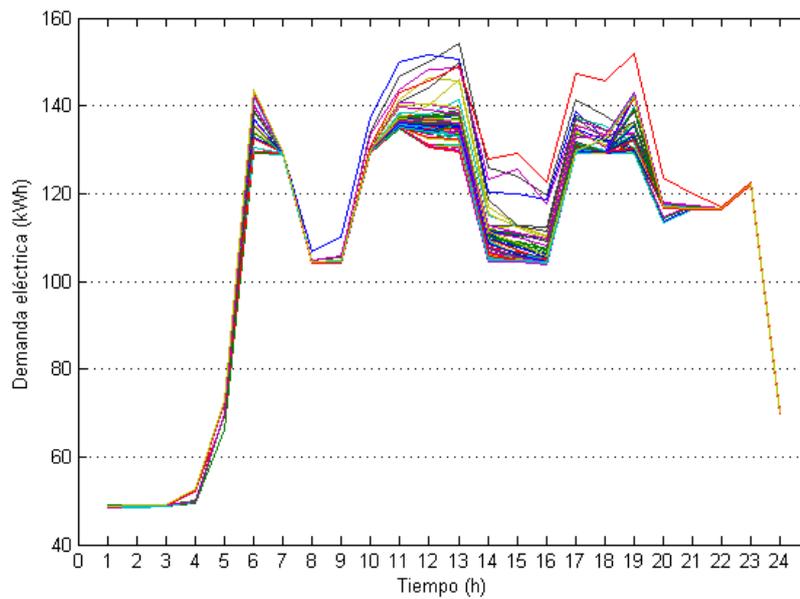


Figura A.13: Demanda eléctrica del sistema LVPP7 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

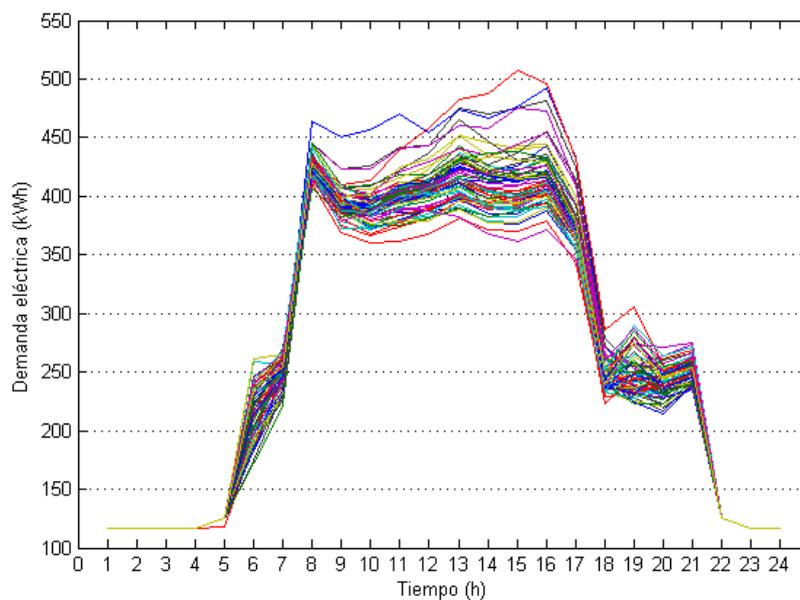


Figura A.14: Demanda eléctrica del sistema LVPP8 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

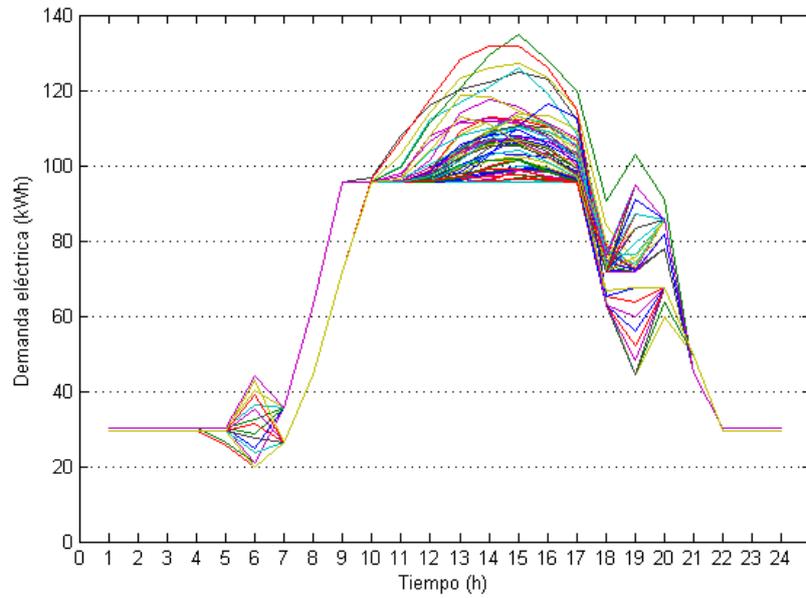


Figura A.15: Demanda eléctrica del sistema LVPP9 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

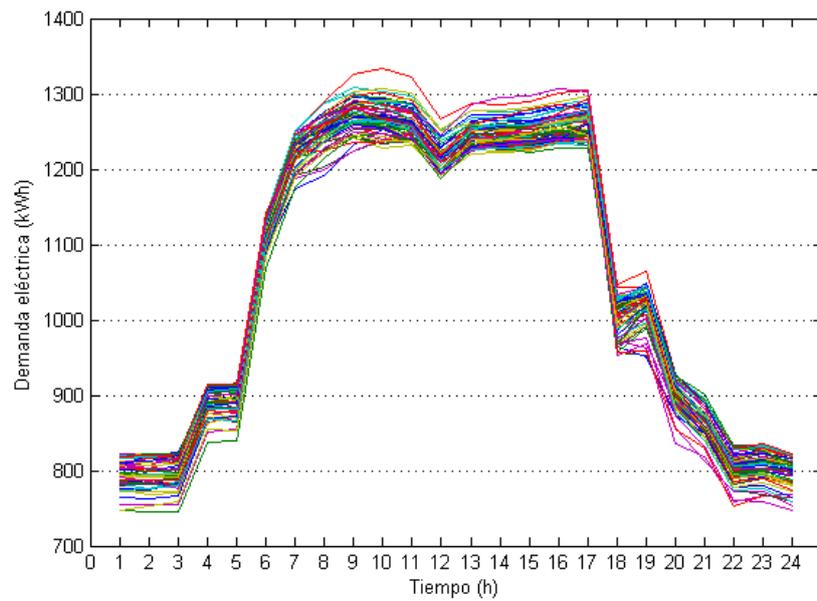


Figura A.16: Demanda eléctrica del sistema LVPP10 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

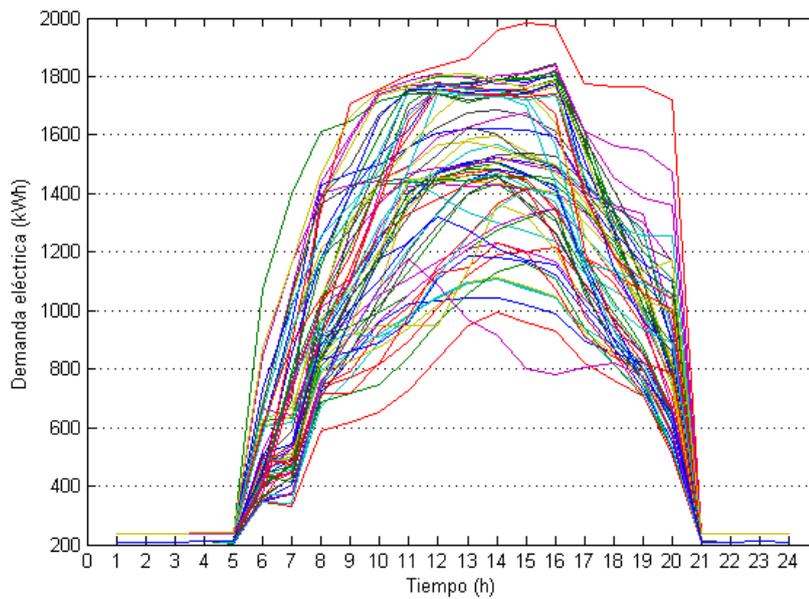


Figura A.17: Demanda eléctrica del sistema LVPP11 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

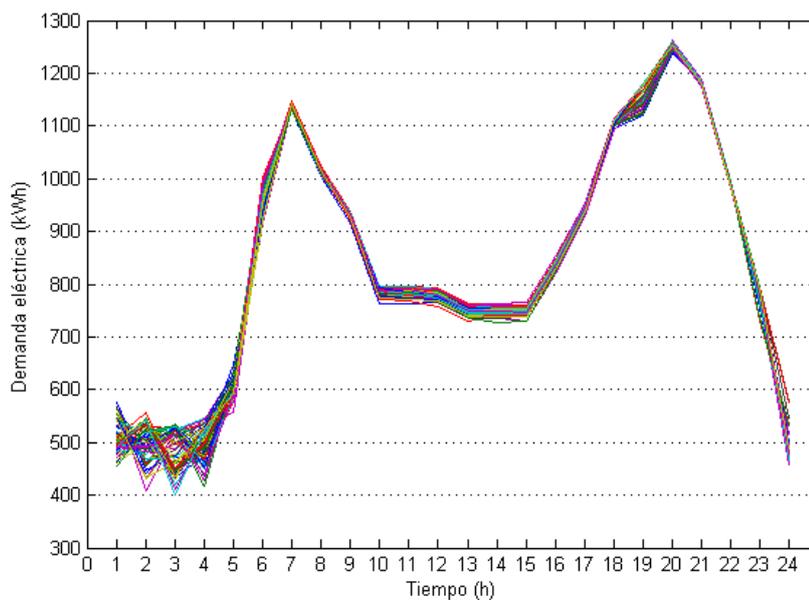


Figura A.18: Demanda eléctrica del sistema LVPP12 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

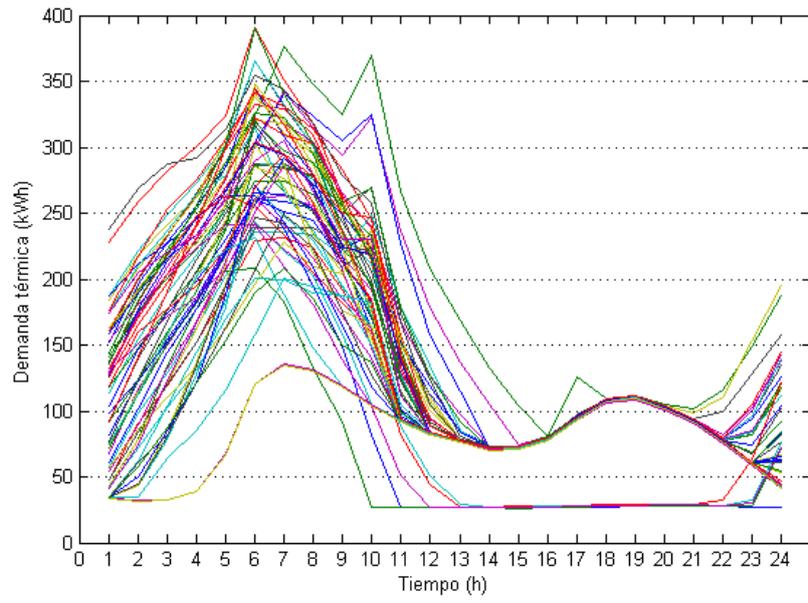


Figura A.19: Demanda térmica del sistema LVPP1 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

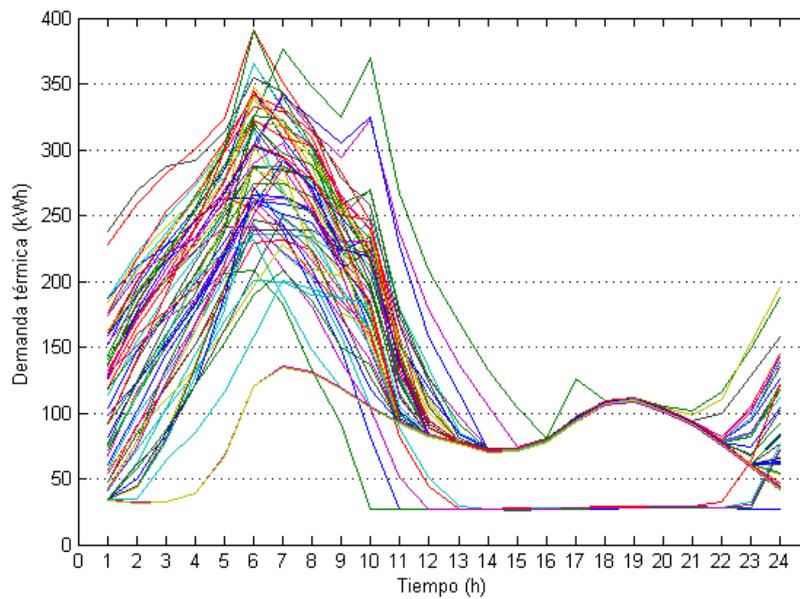


Figura A.20: Demanda térmica del sistema LVPP2 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

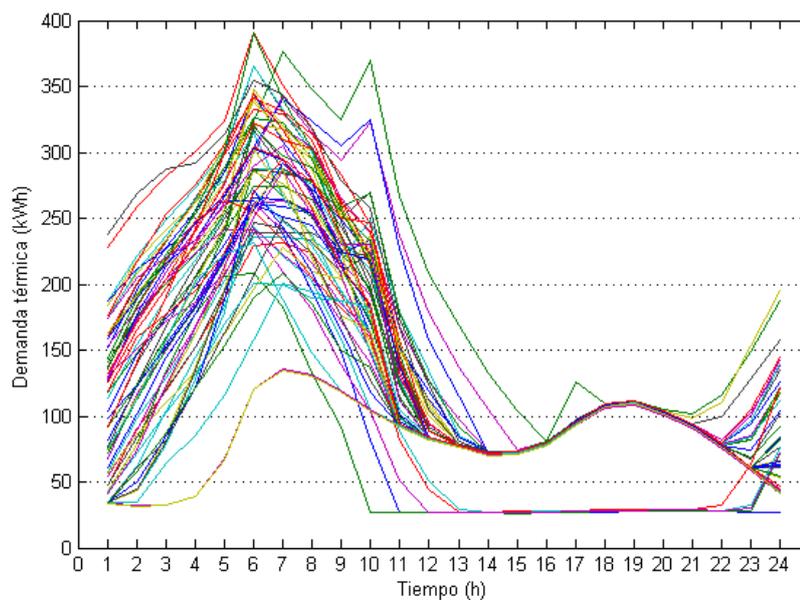


Figura A.21: Demanda térmica del sistema LVPP3 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

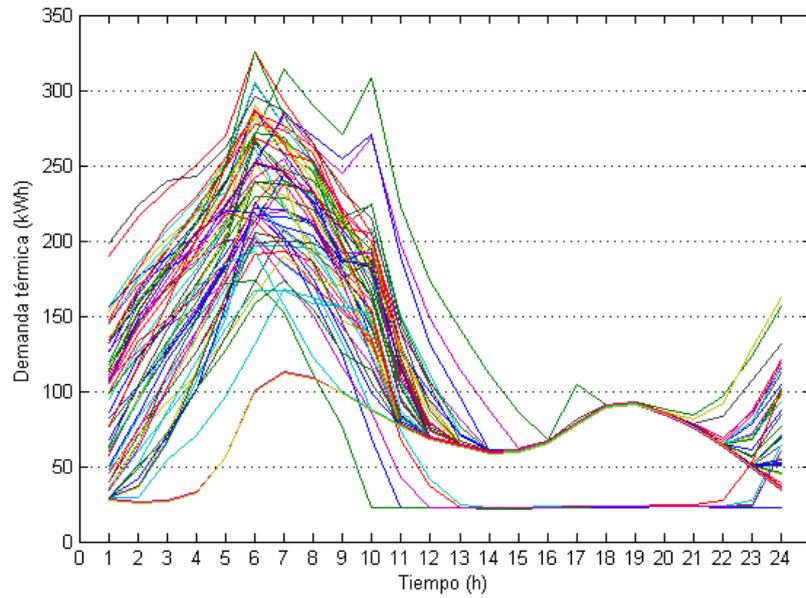


Figura A.22: Demanda térmica del sistema LVPP4 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

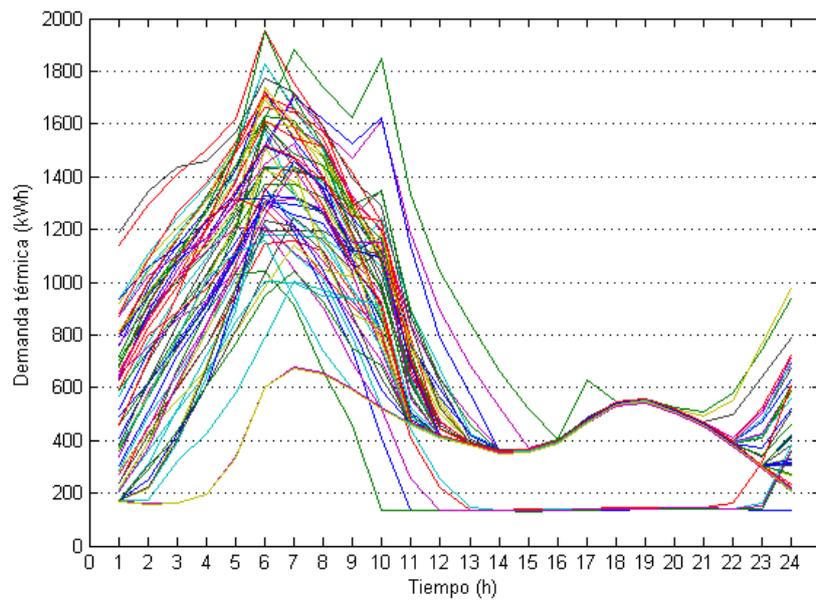


Figura A.23: Demanda térmica del sistema LVPP5 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

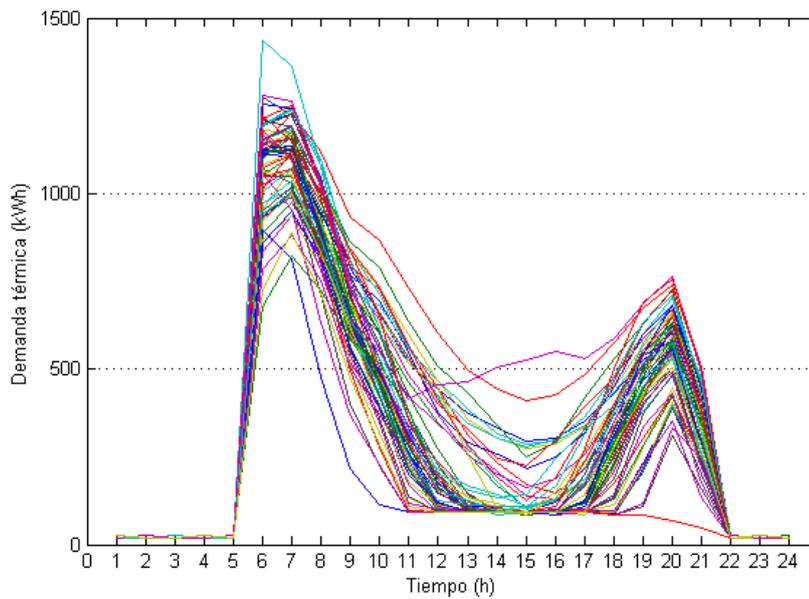


Figura A.24: Demanda térmica del sistema LVPP6 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

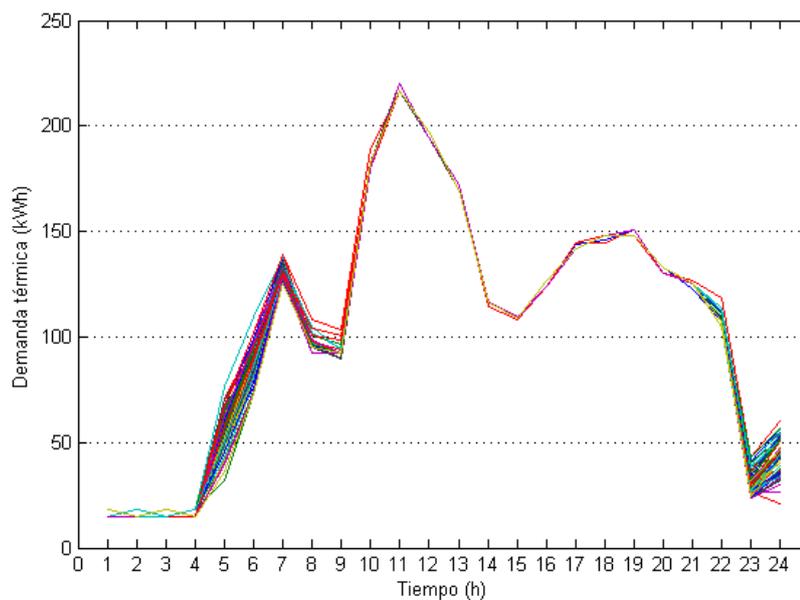


Figura A.25: Demanda térmica del sistema LVPP7 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

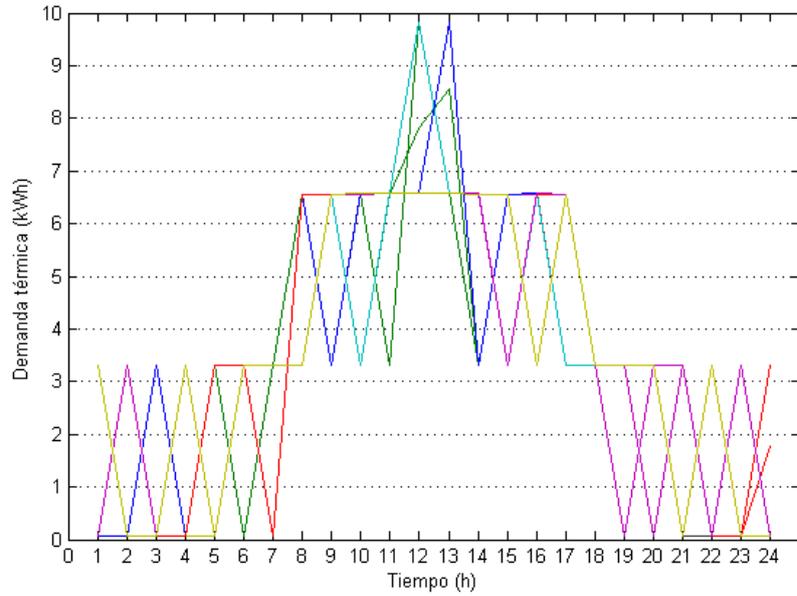


Figura A.26: Demanda térmica del sistema LVPP8 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

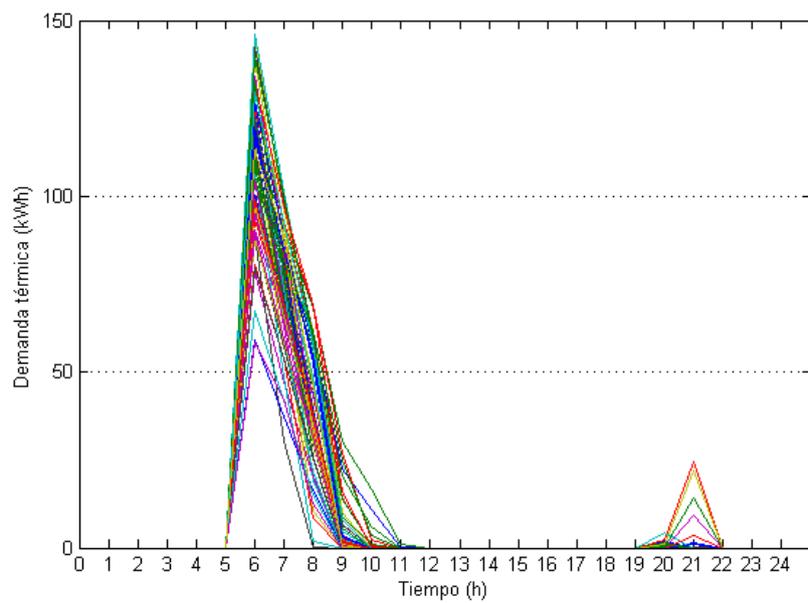


Figura A.27: Demanda térmica del sistema LVPP9 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

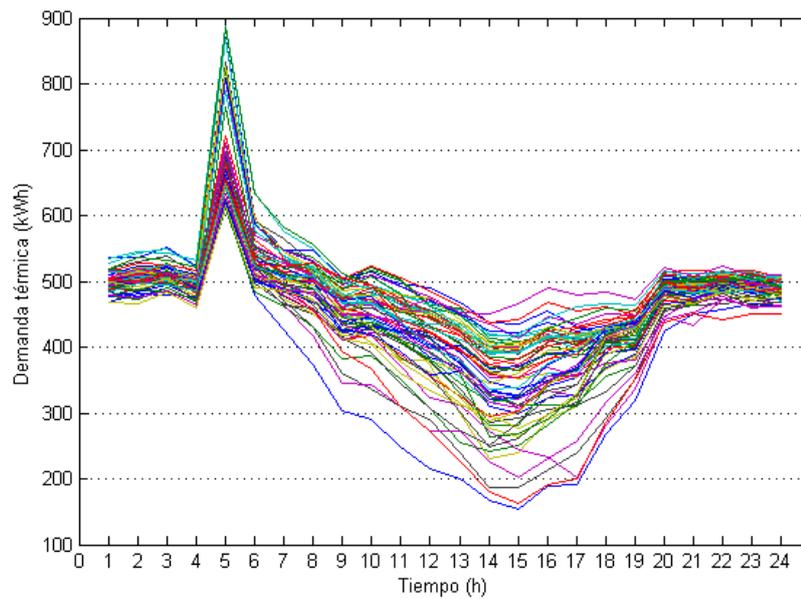


Figura A.28: Demanda térmica del sistema LVPP10 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

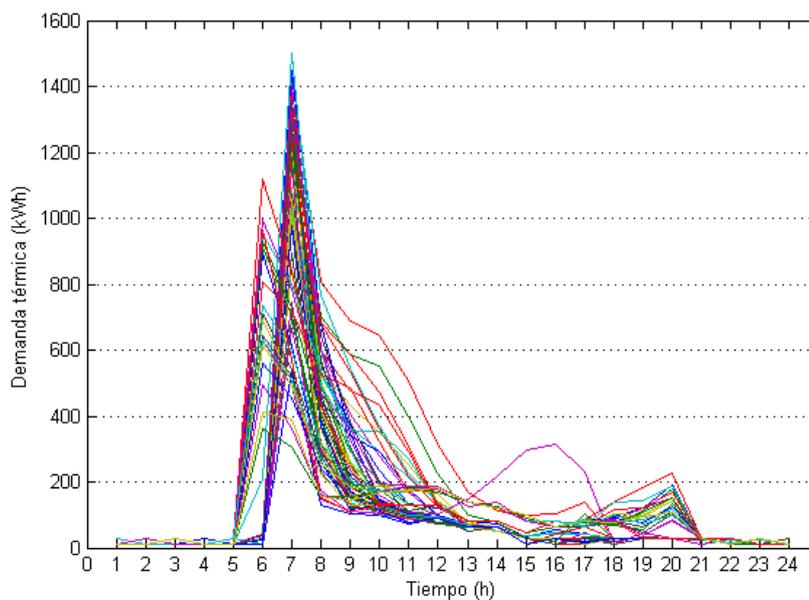


Figura A.29: Demanda térmica del sistema LVPP11 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

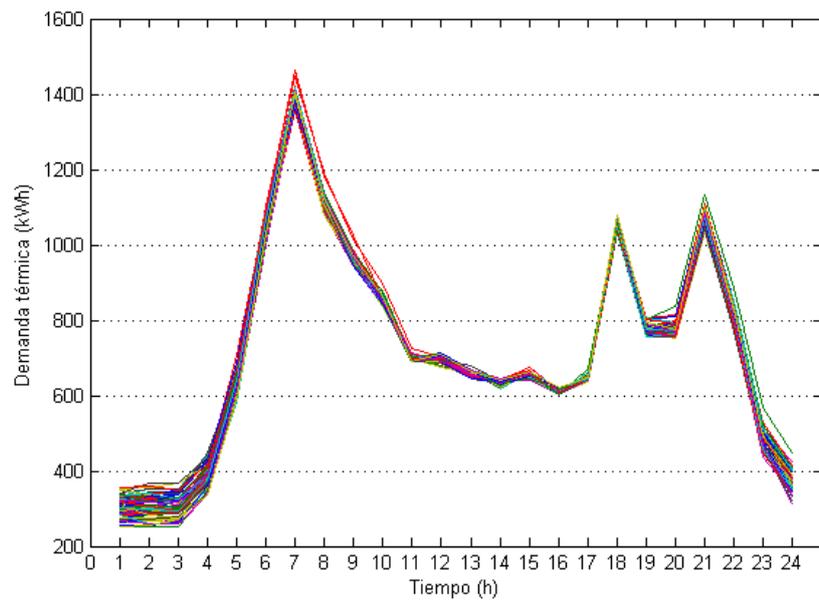


Figura A.30: Demanda térmica del sistema LVPP12 en los 62 escenarios de datos históricos trimestrales. Fuente: Elaboración propia.

ANEXO B: DIMENSIONADO DE LOS PANELES SOLARES TÉRMICOS

Para dimensionar la instalación solar térmica de cada LVPP se han realizado una serie de cálculos teniendo en cuenta las especificaciones técnicas del modelo de panel utilizado y la demanda térmica de los sistemas durante un año.

El cálculo del rendimiento se efectúa mediante la siguiente expresión

$$\eta = F_R(\tau\alpha)_n - FR \cdot U_L \cdot \frac{T_m - T_{amb}}{I} \quad (B.1)$$

Donde

η es el rendimiento térmico del colector solar en cada mes.

$F_R(\tau\alpha)_n$ indica el factor de ganancia (rendimiento óptico).

$FR \cdot U_L$ indica el factor de pérdidas (coeficiente de pérdidas).

T_m es la temperatura media del acumulador (expresada en °C).

T_{amb} es la temperatura ambiente diurna (expresada en °C).

I es la potencia o intensidad de la radiación solar incidente en el plano captador del colector solar (expresada en W/m²).

Se debe, además, tener en cuenta el efecto de la suciedad y el envejecimiento de la cubierta. Para ello, se multiplica el factor de pérdidas por 0,94, considerando un 6 % de pérdidas adicional.

Los valores de radiación y temperatura mostrados en la tabla B.1 se obtienen mediante la herramienta PVGIS del Instituto de Energía y Transporte de la Comisión Europea (PVGIS). Esta herramienta permite calcular el ángulo de inclinación óptimo de los paneles y la irradiación con esa inclinación.

Respecto a los valores de irradiación obtenidos se estiman unas pérdidas del 6 %

Tabla B.1: Irradiación media por unidad de superficie. Fuente: (PVGIS).

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
Irradiación (Wh/(m ² · día))	2530	3620	5090	5110	5610	6240	6760	6410	5720	4360	2930	2500	4750
T _{amb} (°C)	6,8	7,5	10,6	12,6	16,4	20,5	22,6	23,3	20,2	16,4	10,2	7	14,5

correspondientes al amanecer y al atardecer.

Para calcular la irradiancia se deben conocer las horas medias de sol, para ello se consulta la base de datos de la NASA (NASA). Los datos facilitados se presentan en la tabla B.2. Mediante estos datos se calcula las horas medias de sol anuales: 12,2 horas.

Tabla B.2: Horas medias de sol. Fuente: (NASA)

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Horas medias de sol	9,43	10,6	11,9	13,3	14,6	15,2	14,9	13,9	12,5	11,1	9,81	9,11

La irradiancia media anual se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I = \frac{\text{Irradiación media anual}}{\text{Horas medias de sol anual}} = \frac{4750 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2 \cdot \text{da}}}{12,2 \text{ h}} = 389,5 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{da}} \quad (\text{B.2})$$

El modelo de captador escogido para las instalaciones es el CF 2.0, de la empresa ZELIOS. Se trata de un colector térmico plano diseñado para estar integrado en el techo de la instalación. Para el modelo CF 2.0, el factor de ganancia adquiere un valor de 0,738; el factor de pérdidas es 4,0 (ambos especificados por el fabricante).

A continuación se calcula el rendimiento medio anual:

$$\eta = 0,738 - 4,0 \frac{\text{m}^2}{\text{W} \cdot \text{K}} \cdot \frac{(60 + 273) \text{ K} - (14,5 + 273) \text{ K}}{389,5 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot 0,94} = 0,24 = 24\% \quad (\text{B.3})$$

La energía útil anual que generará la instalación se obtendrá mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$U = N_{ao} \cdot \eta_{med} \cdot E_{med} \quad (\text{B.4})$$

Donde

U es la energía útil anual que generará la instalación cada mes.

N_{ao} son los días el año a estudio.

η_{med} es el rendimiento anual medio de la instalación.

E_{med} indica la energía de la radiación solar anual disponible (irradiación anual media).

Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

$$U = 365 \text{ das} \cdot 0,24 \cdot 4750 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2 \cdot \text{da}} = 417300 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} = 417,3 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \quad (\text{B.5})$$

Se obtendrá la superficie de captación necesaria mediante la siguiente expresión:

$$S = \frac{P}{U} = \frac{f_m \cdot D_{anual}}{N_{ao} \cdot \eta_{med} \cdot E_{med}} \quad (\text{B.6})$$

Donde

P es la producción energética anual requerida.

f_m es el factor de cobertura, indica la fracción de la demanda que debe cubrir la producción.

D_{anual} es la demanda anual de energía.

U es la energía que es capaz de suministrar la instalación.

Para el cálculo de la producción de energía anual requerida se ha seleccionado un factor de cobertura del 50 %, teniendo en cuenta que un valor superior pondría en peligro la integridad de la instalación en épocas de alta intensidad solar. El colector escogido para las instalaciones solares térmicas tiene una superficie de absorción de 1,74 m².

Se realiza el cálculo para cada sistema LVPP y se presentan los resultados en la tabla B.3.

Tabla B.3: Dimensión de las instalaciones solares térmicas. Fuente: Elaboración propia.

	LVPP1	LVPP2	LVPP3	LVPP4	LVPP5	LVPP6	LVPP7	LVPP8	LVPP9	LVPP10	LVPP11	LVPP12
Demanda anual (kWh)	720834	720834	720651	600543	3603256	52440	110206	27509	0	1783060	229402	5349180
S (m²)	864	864	863	720	4317	63	132	33	0	2136	275	6409
Paneles	496	496	496	414	2481	36	76	19	0	1228	158	3683

ANEXO C: DIMENSIONADO DE LOS PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS

A partir de las especificaciones técnicas del modelo, detalladas en la tabla C.1, se ha realizado un modelo en simulink que permite calcular la energía eléctrica producida por el panel con MPPT a partir de valores de irradiancia y temperatura. Los datos meteorológicos se han obtenido de la estación meteorológica de Pamplona (ETSIA) UPNA (Navarra).

La norma UNE-EN 50530:2011 sobre "Rendimiento global de los inversores fotovoltaicos" define la eficiencia del sistema de seguimiento del punto de máxima potencia MPPT. El anexo C.II define un modelo para realizar el cálculo de dicha eficiencia. Se usará el modelo definido en este anexo para realizar un modelo de panel fotovoltaico a partir de las especificaciones técnicas de un módulo comercial, tabla C.1. El modelo de panel escogido para realizar el estudio es el SPR-333NE-WHT-D de la marca SUNPOWER.

Tabla C.1: Especificaciones técnicas del módulo solar comercial.
Fuente: SUNPOWER.

Parámetro	Término	Valor
Voltaje en el punto de máxima potencia en condiciones estándar	$V_{MPP,STC}$	54,7 V
Corriente en el punto de máxima potencia en condiciones estándar	$I_{MPP,STC}$	6,09 A
Voltaje de circuito abierto en condiciones estándar	$V_{OC,STC}$	65,3 V
Corriente de cortocircuito en condiciones estándar	$I_{SC,STC}$	6,46 A
Coefficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito	α	-0,000542 °C-1
Coefficiente de temperatura del voltaje de circuito abierto	β	-0.002704 °C-1

Con este modelo y los datos meteorológicos obtenidos de la estación meteorológica de Navarra (Navarra), se puede calcular la potencia eléctrica generada por el módulo respecto a valores de irradiancia y temperatura.

Para realizar un cálculo aproximado del número óptimo de paneles solares se han utilizado los datos de las demandas facilitados por (OpenEI) y los datos climatológicos proporcionados por la herramienta PVGIS de la Unión Europea (PVGIS).

Para calcular la superficie óptima aproximada se utiliza la ecuación B.6:

$$S = \frac{P}{U} = \frac{f_m \cdot D_{anual}}{N_{ao} \cdot \eta_{med} \cdot E_{med}} \quad (C.1)$$

El valor de cobertura escogido para cada instalación es 1, ya que es el valor idóneo para instalaciones que apliquen metodología de balance neto. No obstante, las instalaciones de los sistemas LVPP10, LVPP11 y LVPP12 serán dimensionadas con un factor de cobertura de 0,25, dada la posibilidad de que la superficie disponible esté restringida por límites físicos. Por otra parte, el rendimiento anual medio es el determinado a partir del análisis de funcionamiento de los paneles a lo largo de los tres meses de los que se disponen datos de irradiancia y temperatura semihorarios. Por tanto, el valor medio de rendimiento se calcula

$$\eta = \frac{P_{generada,total}}{G_{global,total}} = \frac{20470W/m^2}{61944W/m^2} \cdot 100 = 33\% \quad (C.2)$$

Donde

$P_{generada,total}$ es la suma de las potencias de generación del panel del modelo propuesto durante los tres meses a estudio, expresada en W/m^2 .

$G_{global,total}$ es la suma de las irradiancias semihorarias durante los tres meses a estudio, expresada en W/m^2 .

Se realiza el cálculo para cada sistema LVPP y se presentan los resultados en la tabla C.2.

Tabla C.2: Dimensión de las instalaciones solares fotovoltaicas. Fuente: Elaboración propia.

	LVPP1	LVPP2	LVPP3	LVPP4	LVPP5	LVPP6	LVPP7	LVPP8	LVPP9	LVPP10	LVPP11	LVPP12
Demanda anual (kWh)	915097	915097	915097	762581	4575486	12945940	925814	1979153	527135	8869103	5342202	7208664
S (m²)	1597	1597	0	1331	7986	0	1616	3454	0	3870	2331	3146
Paneles	979	979	0	816	4897	0	991	2118	0	2373	1429	1929

BIBLIOGRAFÍA

NASA. Atmospheric science data center. Last access: December 3, 2014.

Navarra. Estación meteorológica de Navarra. Last access: December 3, 2014.

OpenEI. Open Energy Information. Last access: December 3, 2014.

PVGIS. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Last access: December 3, 2014.