

**METODOLOGÍA DE APLICACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN  
PARA EL AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LAS  
REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN**

*Doctorando*

Aitor Milo Urkiola

*Director*

Jon Andoni Barrena Bruña

Haizea Gaztañaga Arantzamendi



Tesis dirigida a la obtención del título de  
**Doctor por Mondragón Unibertsitatea**

Departamento de Automática y Electrónica

Mondragón Unibertsitatea

**Junio 2011**



## **RESUMEN**

La Eficiencia Energética (EE) en el sector eléctrico es considerado como un objetivo prioritario a nivel mundial para reducir el consumo energético y combatir el cambio climático. La aplicación de las herramientas de optimización en este sector puede contribuir a mejorar sus niveles de eficiencia y favorecer su desarrollo de una forma más sostenible.

En esta tesis se desarrolla una metodología para la aplicación de las herramientas de optimización en las redes de Baja Tensión (BT) con el objetivo de mejorar la EE de estas redes y por extensión la del sistema eléctrico en general. Asimismo se valida su aplicación sobre tres escenarios tipo de la red de BT.

La aplicación de la metodología sobre el primero de los escenarios, la red de distribución de BT, permite constatar la potencialidad de la optimización para mejorar la EE de la red mediante la ubicación y dimensionamiento óptimos de la generación distribuida conectada en la misma. En el segundo de los escenarios se analiza la gestión de la demanda en un ámbito doméstico. En él se comprueban los beneficios de la optimización mediante la metodología propuesta para el usuario y para la propia red. Por último, la aplicación de la metodología sobre el tercer escenario permite constatar las posibilidades de mejora de la EE de la red a través de la gestión de la auto-producción en un ambiente residencial.

## **LABURPENA**

Elektrizitate sektorean Energia-Eraginkortasuna (EE) lehen mailako helburutzat hartzen da energiaren kontsumoa murriztu eta klima aldaketari aurre egiteko. Sektore honetan optimizazio harramienten aplikazioak bere eraginkortasun maila hobetzeaz gain bere garapen iraunkorra sustatu dezake.

Tesi honetan optimizazio harramienten aplikaziorako metodologia bat garatzen da Behe-Tentsioko (BT) sarearen energia-eraginkortasuna eta ondorioz sare elektriko osoarena hobetzeko helbururarekin. Aldi berean, metodologiaren balioztatzea Behe-Tentsioko hiru eremu desberdinetan aplikatuz gauzatzen da.

Lehen eremuan, Behe-Tentsioko distribuzio sarean, energia-eraginkortasuna hobetzeko optimizazioaren gaitasuna egiaztatzea ahalbideratzen du metodologiaren aplikazioak, sorkuntza barreiatuaren kokapen eta dimentsionamendu optimoen bidez. Bigarren eremuan, energia-eskaeraren kudeaketa aztertzen da etxe-alorrean. Bertan, garaturiko metodologiaren bidez optimizazioaren onurak frogatzen dira bai erabiltzailearentzat eta baita sarearentzat berarentzat ere. Azkenik, hirugarren eremuan, metodologiaren aplikazioarekin sarearen energia-eraginkortasunaren hobekuntza aukerak aztertzen dira bizitegi-alorrean auto-produkzioaren kudeaketaren bidez.



**ABSTRACT**

Energy Efficiency (EE) in the electricity sector is a top priority in the international agenda in order to reduce energy consumption and address climate change. The application of optimization tools in this sector may improve its efficiency and promote a more sustainable energy future.

The present PhD deals with a methodology for the implementation of optimization tools in the low voltage (LV) network in order to improve its EE and by extension the one of the overall electrical system. The application of the methodology is validated for three scenarios of the LV network.

In the first scenario, the LV network, the application of the methodology highlights the potentiality of the optimization to improve the network EE by means of the optimal location and sizing of distributed generation systems connected to it. In the second scenario, the demand side management in a domestic area is analyzed. In this case, the benefits obtained for the user and the utility with the optimization following the developed methodology are shown. Finally, the application of the methodology for the third scenario confirms the improvement of the LV network EE by means of the optimal self-production management in a residential area.



## AGRADECIMIENTOS

Quisiera aprovechar estas líneas para expresar mi agradecimiento a todas las personas que han hecho posible el desarrollo y finalización de esta tesis.

A mi directora de tesis **Haizea Gaztañaga Arantzamendi** que con su extrema competencia técnica y humana ha conseguido inyectarme la energía necesaria para desarrollar y finalizar esta tesis. A mi director de tesis **Jon Andoni Barrena** por su constante apoyo y por su diligencia en solucionar todos los aspectos administrativos relacionados con la tesis.

A **Pedro Rodríguez**, profesor de la Universidad Politécnica de Cataluña, **Seddik Bacha** y **Daniel Roye**, profesores de la Université de Grenoble, por aceptar formar parte del tribunal de esta tesis.

A **Ion Etxeberria-Otadui**, responsable del área de Automática y Electrónica de Potencia de IKERLAN-IK4, por su permanente apoyo técnico y que gracias a su dominio de la gestión de recursos ha conseguido liberarme de muchas tareas ajenas a la tesis. A **Ana Isabel Martínez**, responsable de Investigación de IKERLAN-IK4 y a **Miguel Angel Rodríguez**, investigador de INGETEAM T&D, por animarme a iniciar esta tesis y facilitarme su desarrollo y finalización. A FAGOR ELECTRODOMÉSTICOS y HOMETEK por haber colaborado en la realización de esta tesis.

A **Raúl Reyero**, **Joseba Landaluze** y **Juan Pedro Uribe** por su ejemplo de implicación y motivación permanente. También quisiera aprovechar esta oportunidad para recordar a **Marino Calzada** con quien realice mis primeros trabajos en el área de las microrredes y su gestión. A **Carlos Fernando Nicolás** que ha aguantado mis penas en las pausas del café, ¡ahora me tocará a mí!. A **Iñigo Garín** y **Javier Arenas** con los que he trabajado codo con codo para sacar adelante muchos de los proyectos en los que he participado. A todos los miembros del área de Automática y Electrónica de Potencia de IKERLAN-IK4 por conseguir tan buen ambiente en el área.

Para finalizar quisiera expresar mi eterno agradecimiento a **Sofía** y **Tiago** por su amor, cariño y comprensión durante todo este tiempo y por estar ahí siempre que los he necesitado.



## ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN .....	1
1.1	Objetivos .....	2
1.2	Estructura de la tesis.....	3
2.	EFICIENCIA ENERGÉTICA Y REDES DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	5
2.1	Planificación de la red de distribución de BT .....	5
2.1.1	Optimización en la red de transporte y distribución MT tradicional.....	6
2.1.2	Optimización en la red de transporte y distribución MT con GDg .....	7
2.1.3	Optimización en la red de BT con GDp .....	9
2.2	Gestión de la Demanda en el Sector Residencial y Servicios .....	10
2.2.1	Acciones de Gestión de la Demanda.....	12
2.2.2	Optimización de las acciones de Gestión de la Demanda en el sector residencial.....	14
2.3	Gestión de la autogeneración en el Sector Residencial y Servicios .....	15
2.3.1	Antecedentes de los edificios ZEB.....	17
2.3.2	Optimización de la gestión de los edificios ZEB-activos.....	19
2.4	Resumen del capítulo .....	20
3.	METODOLOGÍA DE APLICACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA .....	21
3.1	Herramientas de optimización.....	21
3.1.1	Algoritmo numérico .....	22
3.1.2	Algoritmo heurístico tradicional .....	26
3.1.3	Algoritmo heurístico moderno .....	26
3.2	Metodología de aplicación de herramientas de optimización .....	29
3.2.1	Identificación de la problemática y objetivo .....	32
3.2.2	Caracterización del sistema .....	32
3.2.3	Modelado.....	36
3.2.4	Optimización .....	38
3.3	Resumen del capítulo .....	42
4.	OPTIMIZACIÓN DE LA EFICIENCIA EN REDES DE BT CON PRESENCIA DE GD.....	45
4.1	Identificación de la problemática y objetivo .....	45
4.2	Caracterización.....	46
4.2.1	Identificación de las fronteras .....	46
4.2.2	Identificación de los agentes .....	47
4.2.3	Clasificación de los agentes .....	48
4.2.4	Identificación de las I/O de los agentes.....	48

4.2.5	Identificación de la estrategia de control/variables de control .....	49
4.2.6	Identificación de los límites de operación de los agentes.....	50
4.3	Modelado.....	50
4.3.1	Modelado de los agentes .....	50
4.3.2	Modelado de la interacción entre agentes (SISTEMA).....	53
4.3.3	Reproducción de la problemática.....	57
4.4	Optimización .....	66
4.4.1	Definición de función objetivo/restricciones/operación.....	66
4.4.2	Selección del algoritmo de optimización .....	69
4.4.3	Aplicación del algoritmo de optimización .....	70
4.5	Análisis de resultados.....	71
4.6	Conclusiones .....	75
5.	OPTIMIZACIÓN DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA EN EL SECTOR RESIDENCIAL Y SERVICIOS .....	79
5.1	Identificación de la problemática y objetivo .....	80
5.2	Caracterización.....	81
5.2.1	Identificación de las fronteras .....	81
5.2.2	Identificación de los agentes .....	82
5.2.3	Clasificación de los agentes .....	84
5.2.4	Identificación de las I/O de los agentes.....	84
5.2.5	Identificación de la estrategia de control/variables de control .....	87
5.2.6	Identificación límites de operación de los agentes .....	90
5.3	Modelado.....	91
5.3.1	Modelado de los agentes .....	91
5.3.2	Modelado de la interacción entre los agentes (SISTEMA).....	98
5.3.3	Reproducción de la problemática.....	99
5.4	Optimización .....	102
5.4.1	Definición de función objetivo/restricciones/operación.....	102
5.4.2	Selección del algoritmo de optimización .....	104
5.4.3	Aplicación del algoritmo de optimización .....	105
5.5	Análisis de resultados.....	106
5.6	Conclusiones .....	109
6.	OPTIMIZACIÓN DE LA GESTIÓN DE LA AUTOGENERACIÓN EN EL SECTOR RESIDENCIAL Y SERVICIOS .....	111
6.1	Identificación de la problemática y objetivo .....	111

6.2	Caracterización.....	114
6.2.1	Identificación de las fronteras .....	114
6.2.2	Identificación de los agentes .....	115
6.2.3	Clasificación de los agentes .....	116
6.2.4	Identificación de las I/O de los agentes.....	116
6.2.5	Identificación de la estrategia de control/variables de control .....	120
6.2.6	Identificación de los límites de operación de los agentes.....	122
6.3	Modelado.....	122
6.3.1	Modelado eléctrico-económico agentes .....	123
6.3.2	Modelado interacción agentes (SISTEMA) .....	131
6.3.3	Reproducción de la problemática.....	132
6.4	Optimización .....	139
6.4.1	Definición de la función objetivo/restricciones/operación.....	139
6.4.2	Selección del algoritmo de optimización .....	141
6.4.3	Aplicación del algoritmo de optimización .....	143
6.5	Análisis de resultados.....	145
6.6	Conclusiones .....	153
7.	CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS .....	155
8.	REFERENCIAS .....	159
9.	ANEXO I .....	167
9.1	Anexo A: Desarrollo del cálculo de flujo de potencia <i>Backward / Forward</i> (BFS) .....	167
9.2	Anexo B: Escenario de simulación .....	170
9.3	Anexo C: Evolución de las tensiones y pérdidas para ID del 25%, 50% y 75%.....	172
9.4	Anexo D: Restricción de tensión del problema de optimización .....	178
9.5	Anexo E: Distribución por fase de la GDP con diferentes índices de penetración .....	181
10.	ANEXO II .....	183
10.1	Anexo A: Modelo eléctrico de los electrodomésticos.....	183
11.	ANEXO III.....	187
11.1	Anexo A: Valores de magnitudes técnico-económicos.....	187
11.2	Anexo B: Costes y duración de pila, electrolizador y batería modo autónomo .....	187
11.3	Anexo C: Costes y duración de pila, electrolizador y batería modo conectado a red .....	188



## 1. INTRODUCCIÓN

La Eficiencia Energética (EE) en el sector eléctrico es considerado como un objetivo prioritario a nivel mundial para reducir el consumo energético y combatir el cambio climático [IEA-10].

La búsqueda de mejora de la EE a nivel mundial ha representado una constante preocupación desde el inicio del desarrollo del sector eléctrico. Sin embargo, experimentó una intensificación destacable en la década de los 70 como respuesta a la crisis del petróleo, principalmente por parte de Europa, Canadá y EEUU. Durante algunos años se aplicaron acciones para incrementar sus niveles principalmente en el sector industrial. Sin embargo, a mediados de los 80 y a lo largo de la década de los 90 hubo una deceleración en esos avances debido principalmente al abaratamiento de los combustibles. En los últimos años y especialmente impulsado por acuerdos internacionales como el protocolo de Kyoto y acciones a nivel nacional, la EE ha vuelto a posicionarse, especialmente en Europa debido a su alta dependencia energética exterior, en los primeros puestos de las agendas de desarrollo a nivel mundial.

Entre las acciones más ambiciosas desarrolladas para alcanzar los objetivos de mejora cabe señalar el plan 20-20-20 adoptado por la Comisión Europea [PEE-06] cuya finalidad es mejorar la EE en un 20%, alcanzar una producción energética del 20% mediante fuentes renovables y reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 20% para el año 2020. Este plan incluye medidas destinadas a la reducción del impacto del sector transporte en el consumo energético, junto con acciones para promover y reforzar el uso racional de la energía. Como punto más relevante, el plan pretende reforzar la acción internacional en materia de EE, mejorando los niveles de eficiencia en diferentes sectores como edificios, producción energética y en el transporte y distribución de la energía.

Dentro de este último sector, el transporte y la distribución de la energía, las acciones orientadas a la reducción de las pérdidas eléctricas generadas en las redes representan uno de los aspectos más importantes para alcanzar mejoras en la EE del sistema eléctrico. No en vano, en la actualidad, las pérdidas generadas en las redes europeas representan un 7% de la energía total transportada [ROT-08] alcanzando en España casi el 8% [IBE-09]. Señalar que en el caso español este porcentaje ha experimentado un aumento en las redes de distribución durante el año 2009 respecto a años anteriores (7,05% 2008, 7,8% 2009, redes gestionadas por Iberdrola) debido principalmente al ligero aumento de la demanda del Sector Residencial/Servicios (SRS) (conectados a redes de mayores pérdidas).

Las redes de distribución, al presentar unos niveles de resistencia óhmica más elevada que las redes de transporte, son los principales responsables de estas pérdidas. La mayor parte de las mismas se generan por efecto Joule debido a la circulación de corriente a través de las líneas de distribución. La magnitud de estas pérdidas es proporcional a la impedancia de las líneas y al cuadrado de la corriente que circula por las mismas en cada instante. Por lo tanto, además de la cantidad de energía, el perfil de potencia de ese consumo influye de forma significativa en las pérdidas y en consecuencia en la eficiencia de las redes.

En la actualidad, el perfil de demanda se caracteriza por presentar unos periodos de alto consumo seguidos de periodos de bajo consumo. Este modo de consumir además de provocar grandes pérdidas en las redes representa una acción altamente costosa y contaminante. En efecto, actualmente para cubrir los picos de demanda es necesario disponer de plantas de

generación de punta que constituyen, cuando la punta se cubre con potencia generada por centrales térmicas, una solución cara y poco eficiente [IEE-10]. Además, las infraestructuras eléctricas deben estar dimensionadas para estos periodos de alta demanda.

El mayor responsable de este consumo se encuentra conectado en las redes de distribución de Baja Tensión (BT) y engloba al sector residencial/servicios. Concretamente este consumo representa el 57% de la demanda eléctrica total en la UE-27 [EUR-07]. Por consiguiente, las acciones orientadas a la mejora de la EE en el ámbito de las redes de distribución de BT repercutirán de forma considerable en los niveles de eficiencia del sistema eléctrico global. Es precisamente en este ámbito donde se enmarca esta tesis.

Estas acciones pueden aplicarse de forma distribuida sobre los diferentes ámbitos que conforman la propia red (puntos de generación, puntos de consumo, transformadores, líneas) o aplicarse de forma centralizada sobre el conjunto de la red de distribución. Dentro del ámbito de la red de distribución de BT estas acciones pueden actuar sobre 1) la planificación y/o 2) la gestión. El concepto de **planificación** engloba acciones de dimensionamiento, emplazamiento, definición de límites de operación de los recursos disponibles, futuras instalaciones, etc. Las acciones de planificación representan la fase previa a la instalación y puesta en funcionamiento. Las acciones de **gestión** por su parte, están orientadas a actuar sobre la operación del sistema (o sub-sistemas) y se realizan en la fase de explotación del mismo.

Las previsiones apuntan a un crecimiento de la generación, principalmente de origen renovable y alta eficiencia como la cogeneración, en las redes de distribución de BT que va a suponer un reto a la hora de aplicar las acciones de mejora de la EE tanto sobre la planificación como sobre la gestión. La aplicación de **herramientas de optimización** puede contribuir al desarrollo de estas acciones y por consiguiente a la mejora de la EE de la red. Esta optimización podrá ser aplicada sobre diferentes escenarios de la red de distribución de BT, sobre la demanda o sobre la generación, con diferentes configuraciones de gestión, centralizada o distribuida e incluso con diferentes objetivos locales a optimizar. Sin embargo, a pesar de las diferentes características de los escenarios, configuraciones y objetivos a gestionar, el proceso de aplicación de la optimización deberá seguir unas pautas comunes que permitan alcanzar los objetivos de mejora de la EE de la manera más óptima.

## 1.1 Objetivos

Así, el objetivo de la tesis es:

- Desarrollar una metodología de aplicación de técnicas de optimización adaptadas que posibilite la mejora de la eficiencia energética en la red BT.

Para validar la metodología se proponen tres escenarios tipo complementarios de la red de distribución de BT sobre los que se aplicará la misma. En cada uno de los escenarios seleccionados el objetivo final es contribuir a mejorar la EE de la red. En el primero de los escenarios el proceso de optimización está orientado a la planificación de la red. Concretamente este proceso determina la óptima ubicación y producción máxima de Generación Distribuida a integrar en las redes de BT. El segundo de los escenarios se centra en la gestión de la demanda en un ambiente doméstico. Por último, en el tercer escenario se actúa sobre la gestión de la auto-producción en un ambiente residencial.

Los objetivos parciales que se pretenden alcanzar mediante la aplicación de la metodología de optimización propuesta en cada uno de los escenarios son:

- Planificación de la red: El objetivo es demostrar las posibilidades de incrementar el nivel de penetración de la generación en las redes de distribución de BT sin poner en riesgo la seguridad y calidad del suministro.
- Gestión de la Demanda: El objetivo es gestionar de forma óptima y automática la red de consumo interna del hogar en función de las preferencias de uso del usuario final, de las tarifas eléctricas y los contratos de potencia con la distribuidora/comercializadora de manera a optimizar el consumo y gasto energético en el hogar.
- Gestión de la autogeneración en el ámbito residencial: El objetivo es gestionar la coordinación de la generación y el consumo al mismo tiempo que se cubren las exigencias de los servicios auxiliares a suministrar a la red de manera a optimizar el coste de operación.

## 1.2 Estructura de la tesis

La presente tesis está dividida en 7 capítulos cuyo contenido se detalla a continuación:

En el capítulo 2 se describen los tres escenarios en los que la aplicación de las herramientas de optimización puede contribuir a mejorar la eficiencia energética de las redes de distribución de BT. En primer lugar se presenta, a partir de la revisión bibliográfica realizada, la problemática asociada a la integración no coordinada de la GD en las redes de distribución y las soluciones aplicadas en los diferentes niveles de distribución, MT y BT. En segundo lugar se presenta la influencia del consumo eléctrico residencial sobre la eficiencia en las redes de distribución y el resultado de la revisión bibliográfica sobre las acciones de Gestión de la Demanda aplicadas para minimizar su impacto negativo. Finalmente se describen las posibilidades de mejora de la eficiencia energética de las redes mediante la gestión optimizada de la autogeneración en el sector residencial y servicios, integrando sistemas de GD y sistemas de almacenamiento y transformando este sector en un agente activo de la red.

En el capítulo 3 se presenta una revisión bibliográfica de los principales algoritmos de optimización existentes y se desarrolla una metodología para su aplicación sobre los escenarios en los que se pretende realizar una óptima gestión de la energía eléctrica. Se realiza la descripción de las etapas que componen la metodología así como los pasos que integran cada una de las etapas.

Los capítulos 4, 5 y 6 describen el proceso de aplicación de la metodología desarrollada sobre los tres escenarios presentados en el capítulo 2. En cada uno de los capítulos se realiza una descripción detallada de los modelos de los dispositivos que forman parte de la instalación así como la definición y formulación de la función objetivo a optimizar y sus restricciones de operación. Asimismo, se presentan los resultados obtenidos al aplicar los algoritmos de optimización seleccionados para optimizar la función objetivo en cada uno de los escenarios.

En el capítulo 7 se presentan las principales conclusiones obtenidas en la tesis, se destacan las aportaciones originales de la misma y se proponen futuras líneas de investigación.



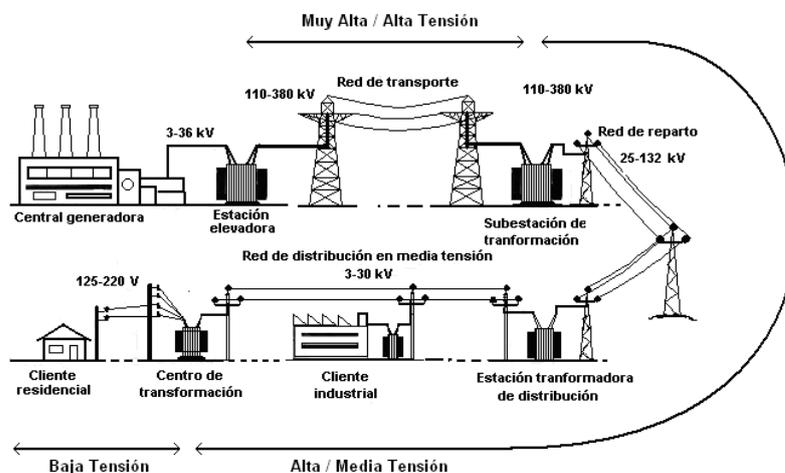
## 2. EFICIENCIA ENERGÉTICA Y REDES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En este capítulo se describen tres escenarios de la red BT en los que se muestra el interés de la aplicación de las técnicas de optimización con el objeto de obtener el máximo rendimiento de las acciones de mejora de la EE. Estos escenarios abarcan acciones complementarias de planificación y gestión, actuando sobre la distribución, el consumo o la generación. Concretamente se aborda la problemática de la planificación óptima de las redes de BT con presencia de sistemas de generación, la gestión del consumo doméstico y la gestión de la autogeneración en el sector residencial.

En los siguientes apartados se presentan los escenarios identificados, las potencialidades de mejora de la EE de cada uno ellos así como la justificación y objetivo particulares a alcanzar mediante las herramientas de optimización.

### 2.1 Planificación de la red de distribución de BT

El sistema eléctrico tradicional se caracteriza por presentar una estructura muy jerarquizada, en la que grandes plantas de generación, normalmente alejadas de los puntos de consumo, se conectan a las redes de reparto, las cuales se encargan de llevar esta energía hasta las redes de distribución. Posteriormente, las redes de distribución se ocupan de repartir la energía en MT y BT. Este nivel de BT, ocupa el último escalón en la cadena de distribución de la energía eléctrica. Las redes de BT alimentan directamente los distintos receptores, partiendo de los centros de transformación, donde se transforma el nivel de la tensión de MT a los niveles de BT. En la Figura 2.1 se muestra un esquema general del sistema de suministro eléctrico tradicional.



**Figura 2.1.** Sistema de suministro eléctrico tradicional.

La mejora de la eficiencia energética de este sistema ha sido una preocupación constante en su desarrollo. Desde sus inicios la búsqueda del máximo rendimiento a las infraestructuras eléctricas ha promovido el uso de herramientas de optimización como vía para alcanzar la mejora de la productividad y la eficiencia energética del sector, a través de su aplicación en acciones de planificación y gestión.

En los últimos años el sistema de suministro eléctrico tradicional ha experimentado una importante transformación. Esta transformación ha sido en parte, motivada por las políticas de mejora de la eficiencia energética y apoyo a las renovables, que en los últimos años se han

desarrollado por muchos países, especialmente en Europa. Estas políticas han contribuido al desarrollo de un nuevo concepto de generación, la Generación Distribuida, que está haciendo evolucionar la forma de operar las redes a las que se conectan.

En la actualidad no existe un consenso sobre la definición del concepto de Generación Distribuida. Así, este término es utilizado indistintamente para referirse a plantas de generación no convencional de varios MW conectados en las redes de transporte y distribución de MT como a unidades de generación de algunos kW que se conectan en las redes de distribución de BT. Con el objetivo de diferenciar ambos tipos de generación, en este trabajo de tesis se distingue entre Generación Distribuida conectada en las redes de transporte y distribución de MT (sobre todo grandes parques eólicos) para lo que se utiliza el acrónimo GDg y la Generación Distribuida conectada en las redes de distribución de BT o en las instalaciones de los clientes. Para el segundo término se utiliza el acrónimo GDp. Dentro de este concepto se engloban los sistemas de generación fotovoltaica, mini-eólica o sistemas de mini-cogeneración. El acrónimo GD se reserva para hacer referencia a la Generación Distribuida en general que engloba la GDg y GDp.

La evolución de las redes debido a la presencia de la GD está provocando una transformación, tanto en las acciones de planificación como en los planes de gestión tradicionales de las redes. Del mismo modo, las herramientas de optimización, integradas en estas acciones, han experimentado una necesaria adaptación al nuevo escenario eléctrico.

Esta adaptación se ha centrado principalmente en la búsqueda de la incorporación óptima de la GDg en las redes de transporte y distribución de MT con el objetivo de mantener o incluso incrementar sus niveles de seguridad, estabilidad y eficiencia. Durante este proceso las redes de distribución de BT no se han tomado en consideración debido a la escasa presencia de la GDp en ellas y la operación, hasta ahora pasiva, de estas redes.

Sin embargo en los últimos 5 años e impulsado por nuevas reglamentaciones en la edificación [RDL-06] e incentivos sobre el precio de la electricidad generada en régimen especial [RDL-07], el fenómeno de la incorporación de la GDp en las redes eléctricas comienza a dejar de ser un hecho aislado y comienza a desplazarse hacia las redes de BT. Este hecho junto con la aplicación de las nuevas tecnologías de la información, permite abrir un nuevo campo a la aplicación de las herramientas de optimización sobre un nivel de distribución, la BT, que hasta ahora se comportaba como un mero receptor de energía.

Con el objetivo de justificar y definir las posibilidades de optimización en las redes de BT mediante la incorporación de la GDp, en los siguientes apartados se realiza un análisis descriptivo de la evolución de la aplicación de las herramientas de optimización en las redes eléctricas. Así en primer lugar se presenta su aplicación sobre redes de suministro tradicional (sin GDg), en las redes de transporte y distribución en MT. Seguidamente se presentan las ventajas y posibles desventajas de la incorporación de la GDg así como las soluciones aplicadas mediante la optimización para obtener la máxima eficiencia a su integración en estas redes. Finalmente se describe la evolución de las redes de distribución de BT así como las potencialidades que convierten a estas redes en un nuevo campo de aplicación para las herramientas de optimización orientadas a la mejora de la eficiencia energética.

### *2.1.1 Optimización en la red de transporte y distribución MT tradicional*

En las redes de transporte y distribución MT del sistema eléctrico tradicional, sin presencia de GDg, dos han sido fundamentalmente los conceptos sobre los que se ha actuado para realizar una explotación eficiente del sistema:

- Planificación de las redes: cuánta potencia se instala y dónde.
- Reparto de cargas y operación: cuánta potencia y mediante qué generador genera en cada momento.

En relación al primero de los aspectos y en el caso de las grandes centrales, la decisión de su ubicación y dimensionado óptimo se ha realizado principalmente en base a criterios como 1) cercanía de los lugares de abastecimiento de combustible (carbón, plantas regasificadoras, saltos de agua, minas y infraestructuras viarias o portuarias), 2) lejanía de grandes centros de población para evitar problemas de contaminación y el rechazo de los ciudadanos, 3) cercanía con respecto a grandes masas de agua (ríos o mar) para aspectos relacionados con la refrigeración o 4) cuestiones políticas y sociales. Cabe destacar que los criterios técnicos como los límites de tensión o los límites térmicos de los conductores no representan un obstáculo a la ubicación de estas grandes centrales ya que la instalación de las mismas viene generalmente acompañada de la construcción de nuevas líneas que permiten exportar la energía generada con total seguridad.

En relación al segundo de los aspectos, ya desde los inicios del siglo XX, la problemática del reparto de cargas entre los generadores disponibles en un sistema de potencia, abrió el debate sobre la aplicación y posterior evolución de la optimización en las redes eléctricas. Así, en la década de los 30 se utilizaban 2 criterios [OPD-77]:

- El método de la carga base, donde la unidad generadora más eficiente era la primera en tomar carga a su máxima capacidad seguida de la segunda más eficiente y así hasta cubrir la demanda.
- El mejor punto de carga, donde las unidades de generación tomaban carga hasta alcanzar su punto mínimo de calentamiento, empezando por la más eficiente y cargando la menos eficiente al final.

A principios de los 30 se incorporó el concepto del coste a la gestión de la generación con el denominado método de coste incremental [OPF-91]. Este método era sencillo y práctico pero aún no consideraba las pérdidas de transporte, aspecto fundamental para poder optimizar el reparto de cargas. En la década de los 40 se hicieron los primeros desarrollos para poder calcular estas pérdidas y relacionarlos con los costes [KIR-51]. La década de los 50 supuso la aparición de los algoritmos de cálculo de flujos de potencia en las computadoras. Aprovechando este avance, en la década de los 60 se sentaron las bases para los siguientes desarrollos de optimización del flujo de potencia [DEC-62]. A partir de aquí se desarrollaron una gran variedad de técnicas de optimización utilizando programación no lineal, cuadrática, lineal y basada en los métodos de Newton entre otros [REW-99] que forman la base de las herramientas de optimización utilizadas en la actualidad.

### 2.1.2 Optimización en la red de transporte y distribución MT con GDg

La mejora de las prestaciones y eficiencia experimentada en los últimos años por los equipos de GDg junto con los incentivos y tarifas especiales aplicadas en diferentes países a la generación de electricidad por medio de fuentes renovables o de alta eficiencia, ha motivado un desarrollo significativo de su incorporación en el sistema eléctrico, sobre todo en los niveles de transporte y distribución en MT. La integración de estas tecnologías si se realiza correctamente, además de las ventajas económicas que suponen para sus propietarios, puede contribuir a la mejora de la eficiencia y estabilidad de la red aportando ventajas técnicas entre las que destacan: la reducción de pérdidas [KSA-02], la reducción de la congestión de las

redes [DIS-00] o la contribución a la mejora de la confiabilidad del servicio y calidad de la energía mediante la operación autónoma de una parte de la red en caso de fallo de suministro general. Sin embargo, estos potenciales beneficios sólo pueden ser alcanzados si su integración se realiza de una manera planificada para no afectar de forma negativa a la operación normal de las redes. En efecto, una integración no planificada puede acarrear serios problemas, provocando costes adicionales y una reducción de la eficiencia energética del sistema, anulando el potencial beneficio de su integración.

Entre los problemas que pueden presentarse destacan [VMQ-05] [EPR-01] [IEJ-05]:

- Incremento de las pérdidas. En una red de distribución existe un valor y ubicación óptima de la GDg para obtener un mínimo de pérdidas eléctricas, la superación de ese valor óptimo o una incorrecta ubicación puede provocar un aumento de las pérdidas.
- Sobrepasamiento de los límites de tensión de funcionamiento de la red. La incorporación de la GDg en el sistema eléctrico provoca una alteración del perfil de tensión en los nodos de la red. La inyección de niveles de potencia no adecuados por parte de unidades de GDg puede provocar la superación de los niveles máximos de tensión en los nodos de la red, con el consiguiente riesgo para el sistema.
- Sobrepasamiento de los límites térmicos de los conductores. Una incorrecta ubicación o dimensionado de la GDg puede provocar la circulación de una corriente excesiva que provoque la superación del límite térmico tolerable por los conductores de la red.
- Incremento de los niveles de falta de la red (aumento de las corrientes de cortocircuito). La integración de la GDg en las redes de distribución hace aumentar el nivel de la corriente de cortocircuito en caso de fallos en la red. Este nivel puede provocar graves deterioros en los equipos que no estén preparados para soportar la nueva corriente de cortocircuito.
- Mal funcionamiento de las protecciones del sistema. La integración de la generación distribuida puede provocar flujos bidireccionales de energía por las redes y por los sistemas de protección de éstos pudiendo provocar un incorrecto funcionamiento o activación no deseada de los mismos.
- Incremento de los niveles de distorsión armónica en la tensión. Los convertidores de potencia utilizados por las unidades de generación pueden inyectar un elevado nivel de armónicos en la red.

Mientras la cantidad de GDg incorporada a las redes no alcanzaba niveles significativos, la problemática asociada no recibía especial atención por los expertos del sector. Sin embargo, el aumento de la presencia de GDg experimentado en los últimos años ha provocado que su análisis comience a recibir una atención creciente en los aspectos descritos anteriormente.

Así, los primeros estudios centraron su atención en el impacto de la integración de la GDg sobre las pérdidas en las redes y su influencia sobre la estabilidad de las mismas [BME-00]. Posteriores estudios han puesto en evidencia la necesidad de realizar la incorporación de la GDg de una forma controlada para evitar efectos negativos sobre la calidad y seguridad de las redes [IEJ-05] [KSA-02].

Los trabajos de análisis y búsqueda de soluciones para evitar estas consecuencias negativas han conducido a la aplicación de métodos de optimización orientados a la mejora de

la planificación y eficiencia de las redes. La mayoría de los estudios se han centrado en la optimización económica de la integración de la GDg y la reducción de las pérdidas en las redes [ODG-01] [GAP-04] [GAD-07] imponiendo como restricciones a la búsqueda de la solución óptima los límites térmicos y de tensión, asegurando la calidad y seguridad del resultado de la optimización.

En conclusión, el aumento experimentado por la presencia de la GDg en las redes de transporte y distribución de MT ha acarreado la necesidad de integrarla dentro de los planes de explotación de las redes y ha estimulado la adaptación de las herramientas de análisis para la optimización de su planificación y gestión.

### 2.1.3 Optimización en la red de BT con GDp

El incipiente desarrollo de los sistemas de micro-generación está posibilitando una transformación de las redes de BT similar a la producida en las redes de transporte y distribución de MT. Esta evolución está motivada entre otros factores por 1) la presencia en el mercado de competitivas tecnologías de generación de pequeña escala (menores de 100 kW), como sistemas fotovoltaicos, mini-eólicos y en menor medida sistemas de cogeneración 2) la evolución del sector eléctrico donde, los usuarios que hasta ahora han representado un papel de mero consumidor pueden generar y vender energía eléctrica, 3) políticas internacionales y nacionales de incentivación del uso de las unidades de GDp renovable o de alta eficiencia [DER-04] [DER-01] [RDL-00].

La Figura 2.2 muestra un ejemplo de instalación de este tipo de sistemas de generación en una vivienda residencial.



**Figura 2.2.** Instalación doméstica de un generador mini-eólico y un sistema fotovoltaico conectado a red, domolab IKERLAN.

Esta incorporación de unidades de GDp en las redes de BT puede provocar diversos efectos similares a los identificados en la integración de la GDg, donde destacan, 1) la modificación de las pérdidas en las líneas, que está ligado directamente con la eficiencia del sistema de distribución y 2) la modificación del perfil de tensión que puede poner en riesgo la estabilidad de la red.

Es precisamente esta alteración del perfil de tensión la mayor preocupación de las compañías eléctricas, responsables de la calidad de la distribución de energía en los niveles de BT. Desde algunas empresas distribuidoras la incorporación de la GDp en estas redes se observa como una fuente de distorsión que pueden poner en peligro la estabilidad y calidad de las redes. En muchos casos, para evitar estos problemas, las compañías imponen límites a la capacidad de integración de la GDp (diferente según el país, ver Tabla 2.1) de forma generalizada sin realizar, en muchos casos, un análisis de la propia red. Estas limitaciones tienden a ser muy conservadoras limitando en exceso la capacidad de integración de la GDp.

Países	Capacidad de integración de GDp en la red de distribución de BT
<b>Bélgica</b>	Límite, la potencia del transformador MT/BT
<b>Italia</b>	65% de la potencia del transformador
<b>Francia</b>	No se especifica directamente, individualmente 18 kVA monofásico, 250 kVA trifásico
<b>Alemania</b>	No se especifica directamente, individualmente 4,6 kVA monofásico, 30 kVA trifásico
<b>España</b>	100 kVA máximo o el 50% de la capacidad de la línea de distribución o de la potencia del transformador MT/BT [OMN-85] [RDL-00]

**Tabla 2.1.** Capacidad máxima de integración de GDp en la red de BT en diferentes países. [CIR-07].

También los procedimientos de permiso de conexión basados en las políticas “*first come first served*” pueden limitar la capacidad de integración de la GDp en las redes. Estos procedimientos no tienen en cuenta la posibilidad de “esterilización” de las redes debido a una ubicación no óptima de la GDp. Así se pueden dar casos en los que la integración de generación en un punto de la red impide la conexión de nuevas instalaciones debido a riesgos de superación de los niveles de tensión en los nodos de la red [DGC-03] [POO-03]. Estas limitaciones y procedimientos excesivamente rigurosos pueden reducir en gran medida la capacidad de mejora de la eficiencia energética del sistema eléctrico mediante la incorporación de la GDp en las redes de BT.

Para superar estas limitaciones, en el contexto de esta tesis se propone la aplicación de herramientas de optimización actuando sobre la planificación de las redes de BT. La optimización de la planificación de la red permitirá minimizar las pérdidas en la red a la vez que se respetarán las limitaciones de variación del perfil de tensión manteniendo la estabilidad y calidad de la red. La descripción detallada de su aplicación es el tema principal desarrollado en el capítulo 4 de esta tesis.

## 2.2 Gestión de la Demanda en el Sector Residencial y Servicios

El consumo de energía en el Sector Residencial y Servicios (SRS) representa más del 40% de la cantidad total de energía consumida en la UE presentando cifras similares en los EEUU. En lo que respecta al consumo de energía eléctrica este sector ronda el 60% del consumo eléctrico total de la UE-27, siendo responsable del 20% del total de gases de efecto invernadero. Entre los años 1996 al 2007 el consumo residencial/servicios en la UE-27 aumentó en un 26% (una media de alrededor de un 2% cada año). A nivel nacional la tendencia ha sido similar, y el consumo eléctrico del sector residencial y servicios alcanza el 60% del consumo nacional de energía [EUR-07].

Además del alto consumo del que es responsable este sector, la forma característica que presenta su curva de demanda (con presencia de picos de alto consumo, horas pico, y periodos de bajo consumo, horas valle) (ver Figura 2.3), lo convierte en el mayor responsable de las pérdidas que se producen en las redes de distribución y uno de los principales causantes de la reducción de la EE del sistema eléctrico global.

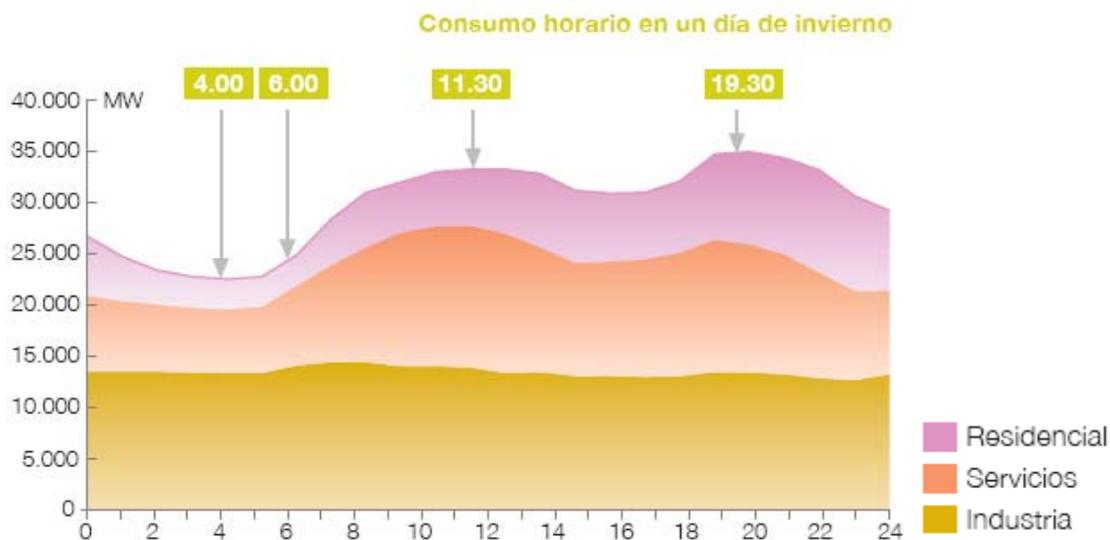


Figura 2.3. Consumo horario en un día de invierno en España [REE-10].

En efecto, la Figura 2.4 muestra la evolución de las pérdidas eléctricas por efecto Joule, en una red de distribución genérica, para el caso en el que la potencia consumida evoluciona de una forma constante (caso a - negra) y el caso en el que aparecen picos y valles de demanda (caso b - rojo). Ambos casos consumen la misma energía diaria tal como muestra la curva negra discontinua para el caso a y la curva roja discontinua para el caso b. Sin embargo, tal como muestra la evolución de las pérdidas por efecto Joule para el caso a (morada) y caso b (verde) el hecho de realizar el consumo con horas de baja demanda y horas de alta demanda provoca que las pérdidas sean mayores en el caso b y por tanto la eficiencia de la red sea inferior al caso a.

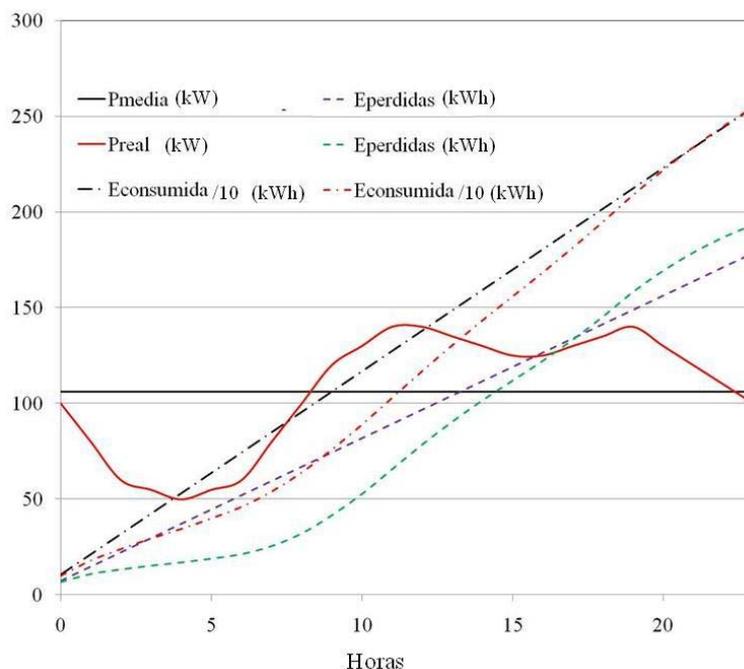


Figura 2.4. Comparativa de las pérdidas por efecto Joule con un consumo a potencia constante y con un consumo con horas de baja demanda y horas de alta demanda.

Además de provocar un nivel mayor de pérdidas, el cubrir las horas punta supone un alto coste debido a que es necesario que operen las centrales de punta, térmicas e hidráulicas. Así, cuando se utilizan las plantas de generación térmica, cubrir esta demanda se convierte en una operación costosa y altamente contaminante [IEE-10]. Otro efecto negativo de esta manera de consumir es el hecho de que todo el sistema eléctrico tiene que dimensionarse para poder atender la demanda pico durante un reducido número de horas.

Ante esta situación, desde las empresas eléctricas así como desde las Instituciones se han desarrollado programas donde se han combinado acciones de renovación de las infraestructuras, mediante la instalación de nuevos sistemas de generación más eficientes y la expansión de las redes de transporte y distribución, con acciones orientadas a la promoción de un uso más eficiente y racional de la energía por parte del cliente.

En lo que se refiere a estas últimas acciones, éstas se han desarrollado mayoritariamente en torno al concepto de Gestión de la Demanda (GdD). Entre las iniciativas desarrolladas en torno a este concepto destacan aquellas que se orientan hacia la promoción de un cambio del modo de consumir la energía con el objetivo de obtener un aplanamiento del perfil de consumo diario mediante la reducción del consumo o el desplazamiento de la demanda desde las horas punta a las horas valle [REE-10]. El objetivo es conseguir un mejor aprovechamiento de las infraestructuras, al mismo tiempo que se consigue reducir las pérdidas, se logra ampliar los márgenes de reserva de la red y se limita la operación de los sistemas de generación menos eficientes.

En los siguientes apartados se presentan las principales acciones llevadas a cabo en la GdD así como el potencial de la aplicación de las herramientas de optimización para mejorarlas. En primer lugar, se presenta la evolución de las acciones de GdD a lo largo del desarrollo de la propia red eléctrica así como las principales acciones que se aplican en la actualidad. Seguidamente se describe cómo la optimización puede contribuir a incrementar la eficacia de estas acciones.

### 2.2.1 Acciones de Gestión de la Demanda

Las acciones de GdD han ido evolucionando en concordancia con los cambios socio-políticos durante el siglo pasado. Así a principios del siglo XX se promocionó el consumo eléctrico durante el día, debido principalmente a que la demanda principal se centraba en la iluminación. Posteriormente, el consumo diurno fue aumentando y los picos de demanda comenzaron a aparecer durante el día, promoviéndose acciones para fomentar el consumo nocturno.

Sin embargo, hasta mediados del siglo XX, el objetivo principal de las acciones promovidas por las empresas eléctricas para influir sobre el consumo eléctrico estaba orientado hacia la mejora de la eficiencia del sistema más que a las necesidades de limitar el consumo debido a problemas de suministro. Hasta esta época, si la demanda de los clientes aumentaba las empresas eléctricas dirigían sus acciones hacia la instalación de nuevas plantas de generación. Este concepto del negocio eléctrico se conocía bajo el término gestión del lado de la generación, *Supply-Side Management* (SSM).

Fue a mediados del siglo XX cuando en Francia aparecieron las primeras tarifas basadas en los costes marginales. Se definieron dos periodos por día para los clientes de BT, con diferente tarifa para fomentar el desplazamiento de algunos consumos desde horas de mayor coste a horas de coste más económico. A partir de la década de los 70 y 80 estas acciones se expandieron y comenzaron a desarrollarse, principalmente en EEUU, numerosos programas

orientados a modificar los perfiles de consumo de los clientes, motivados por la inestabilidad presente en los sectores energéticos mundiales (crisis del petróleo del 70 y posterior recesión económica). Estas acciones tenían como objetivo aprovechar de forma más eficiente la energía y reducir la dependencia de las fuentes energéticas primarias provenientes de países inestables. Contrarrestando además los recelos de las empresas eléctricas para afrontar inversiones futuras de generación. A partir de esta época comienzan a surgir varios términos relacionados con la gestión, la demanda y las cargas.

Así, el término Gestión de Cargas, *Load Management* (LM) aparece en la década de los 60 y 70, y el término Gestión del lado de la Demanda (GdD), *Demand Side Management* (DSM), surge en la década de los 80 y 90 junto al proceso de liberalización del sector eléctrico. Estos términos suelen utilizarse de forma similar y en muchas ocasiones como sinónimos.

El objetivo de ambos es similar, ambos buscan la modificación del perfil de consumo de los usuarios con el objetivo de cubrir la demanda eléctrica de la forma más eficiente. Sin embargo, el término LM implica un control sobre el perfil de consumo y una certeza de la modificación de ese perfil en la dirección deseada. El término GdD, por su parte engloba a LM y promueve acciones de control sobre el perfil de consumo pero también desarrollando programas que influyan, aunque no aseguren, la modificación del perfil de consumo en la dirección deseada.

A partir de la década de los 90 los programas de GdD se convirtieron en una de las principales herramientas aplicadas por las compañías eléctricas para gestionar el consumo en sus redes [COM-02]. Dentro de los programas de GdD existen diferentes niveles o acciones desarrolladas para alcanzar la mejora de la eficiencia y la estabilidad de la operación de la red. Para diferenciar entre las acciones que integran los programas de GdD estos pueden clasificarse de la siguiente manera [CMG-07], como puede apreciarse en la Tabla 2.2.

Nivel 1	<b>Programas de ahorro y eficiencia</b> Orientados a la promoción del aumento de la eficiencia energética de los equipos eléctricos sin pérdida de calidad de vida. Están enfocados a reducir la potencia consumida sin considerar el horario de consumo.
Nivel 2	<b>Programas de control indirecto de cargas eléctricas mediante tarifa variable</b> Basados en el envío de la señal de precios al consumidor, donde los precios son distintos en diferentes periodos del día. El suministrador no actúa sobre las cargas, es el consumidor quien tiene el control sobre su operación y decide si reacciona a los precios o no.
Nivel 3	<b>Programas de control indirecto de cargas eléctricas mediante contratos o incentivos</b> Los consumidores se comprometen a reducir su consumo en un cierto valor cuando la suministradora se lo pide. El consumidor está obligado mediante contrato a actuar sobre las cargas para cumplir con los contratos acordados con la suministradora/comercializadora. A cambio el consumidor recibe una retribución en forma de reducción de la tarifa eléctrica o mediante otro sistema de retribución acordado entre los agentes implicados.
Nivel 4	<b>Programas de control directo de cargas eléctricas</b> Los operadores del sistema tienen un control directo sobre las cargas de los consumidores reglados mediante contratos que especifican el número y duración de las interrupciones que puede sufrir cada carga.
Nivel 5	<b>Programas de mercados de Gestión de la Demanda</b> Este tipo de programas da la oportunidad al cliente de participar en el mercado eléctrico ofertando reducciones de carga. El consumidor, en caso de ser aceptada su oferta, se encarga de la reducción del consumo actuando sobre las cargas.

**Tabla 2.2.** Clasificación de programas de GdG [CMG-07].

Existen otros tipos de clasificaciones como la propuesta por la IEA (*International Energy Agency*) donde se distingue entre las actividades que afectan a la curva de carga (Niveles 2 a 5 anteriores) y las que afectan al nivel de consumo (Nivel 1).

Entre las acciones anteriormente mencionadas, los programas de control indirectos de GdD son los más habituales en Europa [MOL-02]. En estos programas los costes de suministro de electricidad en diferentes periodos del día se reflejan en una oferta de tarifas variables para el cliente. Con esta tarifa variable se pretende promover cambios en las conductas de consumo para reducir los picos y rellenar los valles de consumo. En este tipo de programas el usuario final tiene la última decisión sobre cuándo y qué carga debe consumir pudiendo tomar esta decisión de forma manual o automática. A nivel nacional destacan en este sentido las ofertas de tarifas nocturnas (recientemente sustituido por la tarifa de discriminación horaria [IBE-10]) en el sector residencial y los contratos de interrumpibilidad en el sector industrial.

En los programas de control directo de las cargas, las compañías eléctricas (operadores/distribuidores/comercializadores) realizan la desconexión de parte de las cargas de sus clientes. Estos programas, más comunes en los EEUU, consisten en agrupar gran cantidad de cargas del mismo tipo y controlarlas directamente de la misma manera, cediendo el usuario el control sobre la operación de las mismas a la compañía eléctrica. Las cargas susceptibles de ser controladas incluyen equipos de alta inercia térmica, calentadores eléctricos y aires acondicionados. La cesión del control de operación de las cargas por parte del usuario se compensa por una reducción de la tarifa eléctrica [CMG-07].

En resumen, las acciones desarrolladas tienen como puntos comunes la participación de los usuarios utilizando la tarifa como vehículo que fomente un uso más racional de la energía o promoviendo el uso de cargas más eficientes.

### 2.2.2 Optimización de las acciones de Gestión de la Demanda en el sector residencial

En los últimos años se ha puesto en evidencia la necesidad y la oportunidad de desarrollar nuevas acciones orientadas a lograr un consumo más eficiente y una mayor flexibilidad de la demanda que permitan optimizar la capacidad de los recursos energéticos disponibles en el sistema eléctrico.

En este contexto, el uso de las técnicas de optimización dentro de programas de GdD se presenta como la herramienta que puede maximizar los beneficios de estos programas combinando de manera óptima los intereses de las compañías eléctricas y los usuarios. Entre los beneficios más destacados se encuentran 1) la mejora de la EE del sistema eléctrico, 2) la reducción de los costes de operación del sistema eléctrico, 3) un mejor aprovechamiento de las infraestructuras, 4) una mejora de los niveles de seguridad de suministro al operar el sistema con un mayor nivel de reserva, 5) posibilitar la concienciación de los usuarios sobre los costes de generación en periodos de punta de consumo, 6) favorecer la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> y 7) permitir reducir la factura eléctrica del usuario final [GAD-10].

En este sentido, dentro de las acciones de GdD tanto relacionadas con el control indirecto como con el control directo, se han desarrollado diferentes investigaciones en las que se ha demostrado que la aplicación de las herramientas de optimización posibilita la maximización de los objetivos de reducción y aplanamiento de la curva de consumo así como reducciones de la factura eléctrica y mantenimiento de los niveles de confort.

Así, en relación a las técnicas de control indirecto, se han realizado diferentes propuestas encaminadas a evitar el encendido innecesario de cargas, obteniéndose sensibles ahorros energéticos [ANE-02] [OGA-03] [TAS-06]. Estas técnicas están orientadas principalmente a la gestión óptima de sistemas térmicos (aire acondicionado) e iluminación sin llegar a utilizar la información referente a las tarifas eléctricas como señal de control. También integrado en programas de control indirecto, pero teniendo en cuenta la señal de la tarifa, se han propuesto diferentes técnicas de aplanamiento de la curva de consumo con el doble objetivo de maximizar las ventajas económicas de los periodos valle y minimizar el tiempo de desconfort de los usuarios [RPR-06]. Desde otra perspectiva, los sistemas de control integrados en programas de control directo también han recibido la atención del mundo científico. Al igual que en el control directo, la mayoría de los estudios se han centrado en el control de sistemas térmicos, utilizando técnicas de agregación de consumos y combinando estrategias de limitación de consumo junto con el desplazamiento de cargas para alcanzar los objetivos de minimización del gasto energético y el aplanamiento de la curva de demanda agregada [MOL-02] [MOC-96].

En resumen, los trabajos mencionados ponen en evidencia el gran potencial de las herramientas de optimización en el ámbito de la Gestión de la Demanda en el sector residencial. Sin embargo, la mayoría de los trabajos realizados hasta el momento se limitan a ciertos tipos de cargas, principalmente iluminación y aire acondicionado sin tener en cuenta otro tipo de cargas como por ejemplo los electrodomésticos (lavadora, lavavajillas, secadoras y otros), cargas que pueden llegar a representar el 43% del consumo eléctrico total de un hogar medio español (en el que todo el consumo energético sea eléctrico) [IDA-08]. En aquellos trabajos en los que se tienen en cuenta otras cargas, a parte de la iluminación o el aire acondicionado [ANE-02] [OGA-03] [TAS-06], no se tienen en cuenta datos de gestión como las señales de precios horarios de la electricidad, las limitaciones de consumo de potencia, las preferencias de uso de ciertas cargas por parte de los usuarios o la gestión de las cargas utilizan periodos de control excesivamente grandes. Estas limitaciones no permiten obtener el máximo beneficio de la aplicación de la optimización del consumo eléctrico en el SRS.

Para superar las limitaciones detectadas en los trabajos de investigación analizados se propone aplicar herramientas de optimización que abarquen cualquier tipo de carga del hogar y sean capaces de reaccionar a las variaciones de consumo típicas del sector. El desarrollo y descripción del gestor optimizado es el tema principal del capítulo 5 de este trabajo de tesis.

### **2.3 Gestión de la autogeneración en el Sector Residencial y Servicios**

En paralelo con las acciones de promoción de la GdD expuestas en el capítulo anterior, el impulso a la utilización de las energías renovables y sistemas de generación de alta eficiencia constituye otro de los ejes principales de acción para alcanzar los objetivos marcados por la política marco sobre energía en Europa. Integrado en este eje, durante los últimos años hemos sido testigos de la incorporación a gran escala de la generación de origen eólico sobre todo en las redes de transporte y distribución de MT. Este impulso ha conducido a la energía eólica a convertirse en la tercera tecnología de producción eléctrica del sistema eléctrico nacional en el año 2009, tan solo superada por las centrales de ciclo combinado y las nucleares. Durante el año 2009 esta tecnología llegó a cubrir el 14,4% de la demanda eléctrica total frente al 11,5% del año 2008. En el año 2010 este porcentaje volvió a subir hasta llegar a cubrir el 16% de la demanda.

Sin embargo, aunque la incorporación de generación renovable ha contribuido a reducir el consumo de energía primaria a partir de combustibles fósiles, su impacto sobre la reducción

en las pérdidas en las redes de distribución de BT es muy reducido al conectarse esta generación, en la mayoría de los casos, en puntos de AT y MT. Así, en el periodo 2008-2009 la producción eléctrica bruta procedente de las energías renovables se incrementó del 22% al 24% mientras que las pérdidas eléctricas en las redes de distribución se incrementaron de un 7,05% el año 2008 al 7,8% el 2009 (redes gestionadas por Iberdrola). Este incremento se explica por el hecho de que la incorporación de la GDg, conectada principalmente en las redes de transporte, no reduce la cantidad de energía que se distribuye por las redes de distribución, principal causante del incremento de las pérdidas en las redes.

Conscientes de esta circunstancia, y con el objetivo de contribuir a reducir la cantidad de energía que es necesario transportar hasta las redes de distribución de BT, desde las instituciones se han elaborado planes e iniciativas que incentivan el uso de GDp (de tipo renovable o alta eficiencia). La integración de la GDp contribuye a reducir y mejorar indirectamente la eficiencia del sistema eléctrico al reducir las pérdidas en las redes. Una iniciativa reseñable en este sentido es la propuesta de reforma de la directiva 2002/91/EC (*European Energy Performance of Buildings*) [EDP-09] desarrollada por el Comité de Industria del Parlamento Europeo en Abril del 2008. Esta reforma propone que a partir del 31 de diciembre del 2018 todos los Estados miembros de la Unión Europea deberán asegurar que todo edificio de nueva construcción sea un *Zero Energy Building* (ZEB). Se define un ZEB como aquel edificio donde, como resultado de su alto nivel de eficiencia, su consumo energético anual es igual o menor a la producción anual de energía mediante fuentes de generación renovables (RES) instaladas en el propio edificio [EDP-09].

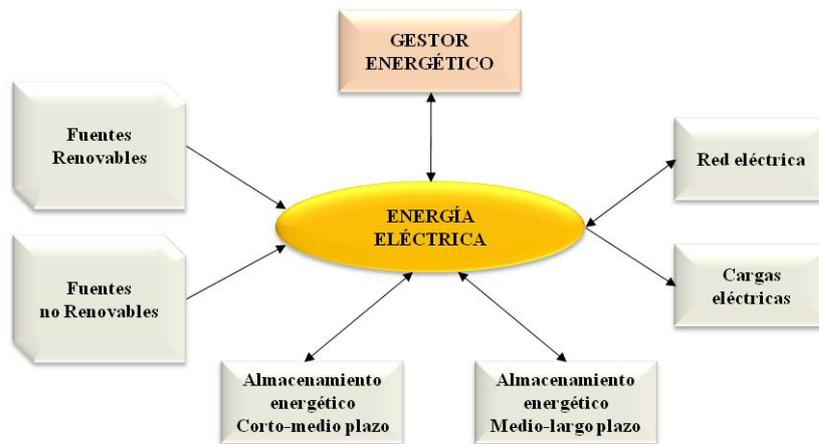
Esta iniciativa, cuyo objeto es reducir la dependencia energética europea de los combustibles fósiles y potencialmente mejorar la eficiencia energética del sistema eléctrico general, promueve una profunda transformación del sector de los edificios, cuya culminación será el desarrollo del edificio medioambientalmente amigable (“*environmentally friendly*”).

Sin embargo, a pesar de las ventajas asociadas a este nuevo concepto energético de los edificios, una operación “*environmentally-friendly*” no asegura una eficiencia energética óptima del sistema eléctrico completo. En efecto, un edificio ZEB puede alcanzar su objetivo de cero energía consumiendo en los periodos de alta demanda y generando en los periodos valle. En estas condiciones el potencial del edificio para contribuir a la mejora de la eficiencia energética del sistema estará muy lejos de su punto óptimo. Así, el edificio tendría un comportamiento “*environmentally-friendly*” pero no operaría de una forma amistosa con la red (“*grid-friendly*”). La operación del edificio en modo “*grid-friendly*” implica contribuir a la mejora de la eficiencia energética de la red de distribución a la que se conecta y por extensión al conjunto del sistema eléctrico mediante la gestión de la potencia activa y reactiva, consumida o inyectada. Este modo de gestionar la energía en los edificios ZEB los transforma en edificios ZEB activos.

Los elementos clave que posibilitan dar una dimensión “*grid-friendly*” al concepto original “*environmentally-friendly*” de los edificios son:

- los sistemas de almacenamiento (corto-medio-largo plazo): estos sistemas proporcionan más grados de libertad al edificio y un carácter gestionable a la energía y la potencia generada/consumida en el mismo.
- la aplicación de adecuadas estrategias de gestión de energía y de potencia: permiten una participación activa del edificio en la operación del sistema eléctrico al que se conectan.

En el contexto de esta tesis se denominará edificio ZEB-activo al edificio que combina los conceptos “*environmentally-friendly*” y “*grid-friendly*”. Los elementos que conforman un edificio ZEB-activo se presentan en la Figura 2.5.



**Figura 2.5.** Arquitectura energética de un edificio ZEB-activo.

El carácter intermitente y no controlado de los sistemas renovables es compensado con la inclusión de sistemas de almacenamiento que aportan flexibilidad a la gestión de la energía generada en el edificio. En efecto, la presencia del almacenamiento posibilita al edificio operar de una forma amigable con la red aportando energía en horas pico y consumiéndola en horas valle e incluso prestando parte de su capacidad energética instalada como reserva disponible para el sistema eléctrico.

Sin embargo esta mayor flexibilidad en la gestión provoca a su vez un incremento de la complejidad del control energético de estos edificios. El objetivo principal de estas estrategias consiste en la determinación de los periodos de carga y/o descarga de los sistemas de almacenamiento. Estos sistemas tienen una importancia crítica en el comportamiento de la instalación tanto desde el punto de vista de las demandas del usuario, que busca cubrir sus necesidades energéticas al menor precio, como desde el punto de vista de los requerimientos de la distribuidora, que mediante señales de precios pretende influir sobre la operación de la instalación para mejorar la eficiencia de sus redes.

Las herramientas de optimización aplicadas sobre estas estrategias de control y gestión energética pueden jugar un papel clave para asegurar una operación óptima desde el punto de vista técnico y económico del edificio.

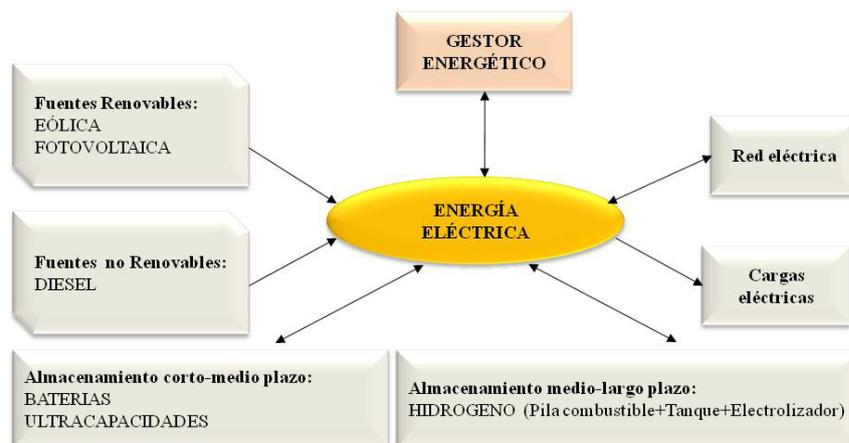
En los siguientes apartados se presenta las principales características del concepto ZEB, tanto desde el punto de vista de su configuración como de su gestión así como su potencial de participación en la gestión de la red eléctrica actuando como un ZEB-activo. En primer lugar se presentan los antecedentes de la arquitectura energética de los ZEBs así como las principales categorías de gestión de los mismos. Seguidamente se presenta el concepto ZEB-activo.

### 2.3.1 Antecedentes de los edificios ZEB

A pesar de que el concepto ZEB está cobrando fuerza en la actualidad, desde el punto de vista de la arquitectura energética puede decirse que su configuración no es nueva. En efecto, desde hace décadas arquitecturas similares han sido utilizadas y validadas desde el punto de vista operativo mediante diferentes proyectos experimentales y desarrollos que se

han llevado a cabo en torno a los sistemas híbridos de potencia [DUF-09]. Las motivaciones de estos desarrollos no se centran en el concepto ZEB sino que en lugar de tener una visión de sistema, se orientaban a la experimentación de dispositivos de generación y control pero por su arquitectura energética pueden considerarse como los antecesores de los ZEB.

Estas instalaciones basadas en sistemas híbridos de potencia, al igual que los ZEBs, integran diferentes equipos de generación distribuida, generalmente de origen renovable (sistemas fotovoltaicos, eólicos), junto con equipos no renovables (mayoritariamente generadores diesel) y sistemas de almacenamiento de diferente naturaleza (baterías, ultracapacidades, hidrógeno) orientados al almacenamiento a corto, medio y largo plazo (ver Figura 2.6). Este almacenamiento puede estar basado en hidrógeno y se acompañan de sistemas de generación (pilas de combustible) y transformación (electrolizadores) específicos. Las instalaciones se completan con cargas y un sistema de gestión que se encarga de coordinar la operación de los diferentes elementos.



**Figura 2.6.** Arquitectura energética de sistemas híbridos de potencia con almacenamiento, antecedentes de los ZEB.

La mayoría de estas instalaciones se han desarrollado para escenarios aislados [DWB-97][HSW-98][SWD-02][SWS-05] donde el objetivo de las estrategias implementadas en el sistema de gestión ha sido asegurar la alimentación de las cargas en todo momento, priorizando el aprovechamiento de la energía de tipo renovable. La presencia de los sistemas programables y el almacenamiento a medio/largo plazo aportan autonomía a la instalación y el almacenamiento a corto/medio plazo asegura la estabilidad del sistema y posibilita responder a los requerimientos energéticos instantáneos de las cargas.

A diferencia de los sistemas aislados, generalmente las instalaciones conectadas a la red únicamente incluyen sistemas de almacenamiento a medio/largo plazo [HYS-91][REN-06]. En efecto, los sistemas almacenamiento a corto plazo no son necesarios porque la estabilidad del sistema está asegurada por la red principal. En estas instalaciones el objetivo de las estrategias del sistema de gestión es, además de cubrir las exigencias energéticas de las cargas, el de minimizar el intercambio energético con la red para el aprovechamiento interno de la energía localmente generada.

Las diferentes estrategias de gestión de estos sistemas híbridos de potencia pueden dividirse en dos categorías principales: las soluciones basadas en reglas [SEE-97][ASH-07][DAL-08] y las soluciones basadas en la optimización [KAI-97][DUF-05].

En las estrategias basadas en reglas, una serie de reglas, determinan los periodos de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento y el encendido y apagado de los sistemas de generación y consumo. Estas reglas, al estar basadas en la heurística, la intuición, en la experiencia y/o en modelos matemáticos, no aseguran la obtención de una solución óptima. Para alcanzar a determinar ese punto óptimo de operación, se recurre a las estrategias de optimización basadas en una función objetivo que plasma los propósitos a alcanzar por el sistema de gestión. Estos propósitos tradicionalmente han estado orientados a la minimización del coste económico de operación de las instalaciones y al cumplimiento de los requerimientos de demanda en las mismas, sin llegar a abordar la posibilidad de cubrir requerimientos de la distribuidora.

### 2.3.2 Optimización de la gestión de los edificios ZEB-activos

El enfoque de optimización hacia el aprovechamiento de la generación renovable en aplicaciones aisladas ha estado principalmente motivado por el alto precio de los dispositivos presentes en estas instalaciones (pila de combustible, electrolizador, baterías, etc.) que las hace muy poco competitivas respecto a la red eléctrica. Sin embargo, se prevé que en los próximos años, los avances tecnológicos de estos dispositivos posibiliten su abaratamiento y esto, junto a las iniciativas en torno al concepto ZEB incentivadas por las instituciones, posibilita la proliferación de estas instalaciones en configuraciones conectadas a la red.

En este futuro escenario la inclusión del concepto activo a los edificios ZEBs podría permitir incrementar el valor añadido de estas instalaciones gracias a su capacidad para proveer servicios auxiliares a la red y a los usuarios del edificio. Estos edificios ZEB-activos se presentarían, desde el punto de vista de la red, como un complemento a la ampliación de las grandes plantas generadoras y a la renovación de las infraestructuras eléctricas. Los ZEB-activos podrían operar como una central distribuida de energía que presta sus servicios a la red a cambio de una serie de contraprestaciones incentivadas por un hipotético escenario con un marco regulatorio favorable.

Gracias a sus especiales características estos edificios podrían ser capaces de ofrecer:

- La reducción de picos de demanda, controlando de forma instantánea la inyección de potencia a la red durante los picos de demanda y la absorción durante las horas valle, permitiendo reducir las pérdidas en las redes y realizar un mejor aprovechamiento de las infraestructuras existentes.
- El control de la potencia reactiva inyectada a la red. Este control contribuye a la regulación de la tensión en el punto de conexión y reduce las pérdidas en las redes. La regulación se realiza mediante el seguimiento controlado de la consigna de tensión, potencia reactiva o factor de potencia establecido por la distribuidora [RED-07] [DDE-08] [BHA-09].

Además, gracias a su capacidad de desconexión y operación autónoma respecto de la red, posibilitarían al usuario de la instalación asegurar una alimentación de calidad cuando la señal de la tensión de la red no cumple con los requisitos de calidad demandados por las cargas del edificio.

Para posibilitar este modo de operación estas instalaciones combinarían sistemas de almacenamiento de diferente naturaleza que proporcionarían un carácter gestionable al edificio. Los sistemas de almacenamiento a largo plazo permiten la gestión de la energía mientras que los de corto plazo posibilitan la gestión de la potencia. El funcionamiento

conjunto de estos sistemas de almacenamiento requiere a su vez la combinación de estrategias de gestión orientadas al control de la energía (evolución de la potencia en el tiempo) y estrategias de gestión orientadas a la potencia (control instantáneo). La combinación de las estrategias de gestión orientadas a la potencia y a la energía debe asegurar el cumplimiento de los objetivos marcados por los servicios auxiliares contratados así como por los establecidos por el propio concepto de ZEB. Esta gestión debe tener en cuenta las capacidades de producción, la vida útil así como el coste de reposición de los dispositivos presentes en la instalación para asegurar un funcionamiento óptimo tanto desde el punto de vista energético como económico. De este modo, la gestión óptima del ZEB-activo debe ser capaz de alcanzar un compromiso entre el beneficio aportado por la operación de los equipos y el coste asociado a un uso excesivo de los mismos.

El desarrollo y descripción de esta gestión es el tema principal del capítulo 6 de este trabajo de tesis.

## 2.4 Resumen del capítulo

En este capítulo se han descrito los tres escenarios de la red de distribución de BT sobre los que se aplicará la metodología de optimización para mejorar la EE de la propia red. El primero de los escenarios descritos abarca la planificación de la integración de la GDp con el objetivo de minimizar las pérdidas eléctricas en las redes. Se ha puesto en evidencia el potencial de la optimización para posibilitar una integración óptima de este tipo de generación y asegurar una mejora de la EE de la red.

El segundo de los escenarios se ha centrado en la GdD en el sector residencial y servicios. Se ha mostrado cómo la forma de consumir del SRS (presencia de picos y valles de consumo) reduce considerablemente la EE de las redes y cómo existe un potencial ámbito de aplicación para contribuir a mejorarla al aplicarla sobre un entorno automatizado de gestión de la demanda.

El tercer escenario presenta un entorno de gestión de la autogeneración a nivel edificio. Se han descrito las posibilidades que ofrece la integración de la GDp en este nivel para alcanzar un comportamiento amigable con el medio-ambiente (*environmentally-friendly*) a la vez que se participa de forma activa para mejorar la eficiencia energética de la red a la que se conecta (*grid-friendly*). Esta forma de operar ha dado lugar a un nuevo concepto de edificio denominado ZEB-activo. A partir de esta nueva definición, se han descrito sus antecedentes y las posibilidades de la optimización para asegurar una explotación óptima del sistema.

### 3. METODOLOGÍA DE APLICACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA

En capítulos anteriores se han presentado las posibilidades de mejora de la EE de las redes de distribución en BT mediante la actuación sobre diferentes áreas de dicha red. Dentro de estas actuaciones se ha identificado la necesidad de poner en práctica técnicas de optimización como herramienta de mejora de la operatividad y planificación de dichas redes.

Dentro del proceso de optimización, una de las partes fundamentales para su aplicación sobre un proceso o sistema es el propio algoritmo de optimización. Este algoritmo, es una herramienta matemática especialmente adaptada a la naturaleza del objetivo a optimizar y a las variables de control y de estado del proceso o sistema sobre el que se aplica.

Los algoritmos de optimización buscan la maximización o minimización de uno o varios objetivos con el máximo de eficiencia y utilizando todos los recursos disponibles. Normalmente este proceso está condicionado por una serie de restricciones o limitaciones que determinan la dirección de la búsqueda de la solución final. Para alcanzar con éxito el cumplimiento de los objetivos marcados es necesaria la selección y aplicación del algoritmo de optimización adecuado a las características del objetivo a optimizar. Sin embargo, la aplicación del algoritmo de optimización adecuado sobre un sistema no es más que la parte final de un proceso que integra diferentes etapas previas. El correcto desarrollo de estas etapas es tan importante como la propia aplicación de los algoritmos para asegurar el éxito en la optimización de los objetivos marcados.

Así, en este capítulo se presenta una selección de algoritmos de optimización y se desarrolla una metodología que permite la aplicación de dichas herramientas sobre escenarios de gestión energética. El objetivo final de esta metodología es servir como herramienta facilitadora para la aplicación de los algoritmos de optimización sobre cualquier escenario de gestión energética. La metodología propuesta se validará sobre tres escenarios descritos en los capítulos 4, 5 y 6 donde se plantea la optimización de la integración de la GDp en la red de distribución de BT, la gestión óptima de la demanda en el ámbito residencial y la gestión óptima de la autogeneración en un entorno residencial y de servicios.

#### 3.1 Herramientas de optimización

En general un problema de optimización se compone de los siguientes elementos:

- **Función objetivo:** Medida del sistema que se desea optimizar (maximizar o minimizar). La función objetivo puede estar compuesta por una o más funciones. La minimización de los costes de operación, las pérdidas en el sistema eléctrico o la minimización de la factura eléctrica son algunos ejemplos de funciones objetivo.
- **Variables:** Representan las decisiones que pueden hacer minimizar o maximizar la función objetivo. Los valores de producción de los grupos de generación en los sistemas eléctricos, el momento de puesta en marcha de las cargas o los valores de los límites de energía absorbida o inyectada por una instalación son algunos de los ejemplos de variables susceptibles de ser modificadas para optimizar una o varias funciones.
- **Restricciones:** Representan el conjunto de relaciones, en forma de inecuaciones o ecuaciones, que algunas variables tienen la obligación de cumplir. Como ejemplos se pueden citar las potencias máximas o mínimas de generación de los generadores, los

límites de potencia consumible por un conjunto de cargas o los límites temporales de uso de cargas.

Para la resolución de los problemas de optimización se utilizan diferentes métodos que se adaptan a la naturaleza de las funciones (lineales o no lineales), las variables (enteras, binarias, reales) o la dimensión del problema (número de variables). En base a las diferentes técnicas utilizadas para la resolución de los problemas de optimización se propone la siguiente clasificación (Figura 3.1):

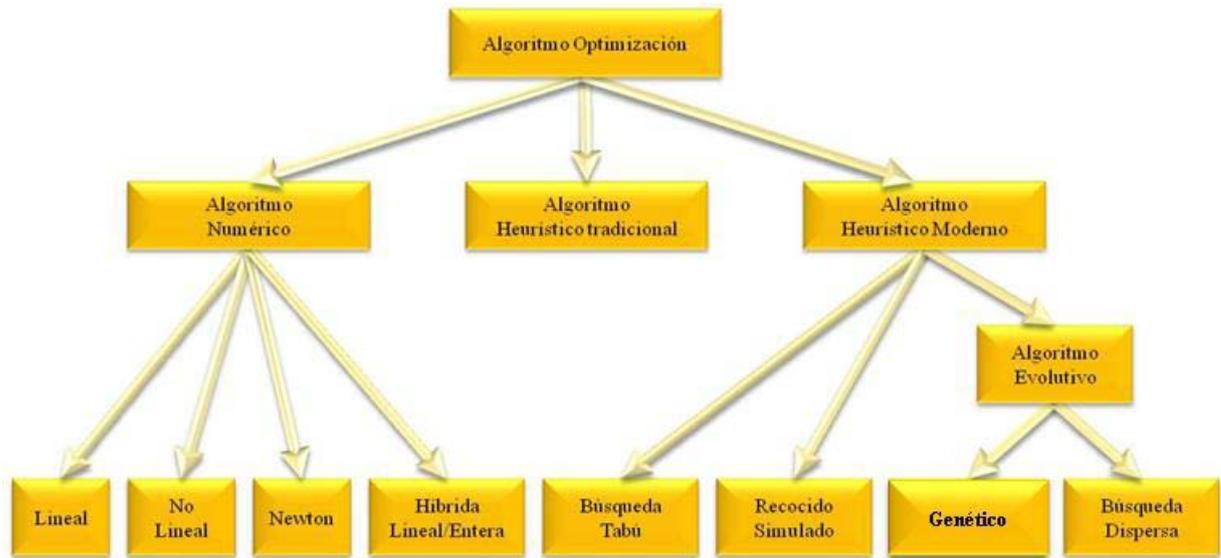


Figura 3.1. Clasificación de algoritmos de optimización

A continuación se presenta una breve revisión de las principales técnicas de optimización existentes.

### 3.1.1 Algoritmo numérico

La mejora de la capacidad de cálculo en las nuevas computadoras ha contribuido al desarrollo de técnicas de programación numérica para la resolución de problemas de optimización. Estos métodos utilizan técnicas iterativas para minimizar o maximizar una o varias funciones objetivo, en función de unas variables que además deben de cumplir una serie de restricciones. Estas técnicas de programación numérica pueden a su vez clasificarse en [REW-99]:

- Algoritmos no lineales.
- Soluciones basadas en condiciones de Newton.
- Algoritmos lineales.
- Versiones híbridas de algoritmo lineal y algoritmo entera.

#### 3.1.1.1 Algoritmo no lineal

La programación no-lineal resuelve problemas de optimización en los que la función objetivo o las restricciones son funciones no lineales [RIC-06]. Las restricciones pueden definirse como ecuaciones o como inecuaciones. La estructura general del problema se

expresa de la forma [MAT-07]:

Donde  $f_i$  pueden ser funciones no lineales,  $c_i$  son vectores y  $A_i$  son matrices.

Entre los algoritmos numéricos para resolver problemas de NLP con restricciones destacan [PME-01]:

- Algoritmos de penalización.
- Algoritmos de multiplicadores de Lagrange.
- Algoritmos de programación cuadrática secuencial.

a) Algoritmos de penalización

En este tipo de algoritmos, las restricciones que no se satisfacen son sancionadas de modo que las funciones que definen estas restricciones se eliminan, y se añade a la función objetivo un término de penalización que involucra dichas restricciones. Todos los algoritmos de penalizaciones tratan las restricciones de igualdad de la misma manera, pero se diferencian en el modo de considerar las restricciones de desigualdad. Se distinguen dos tipos de algoritmos [PME-01]:

- Penalización externa o estrategia de puntos exteriores: en estos métodos, la penalización impone que la función objetivo incremente su valor cuando el valor de  $x$  se aleja de la región factible. Se actualizan los parámetros de penalización haciendo que la sucesión de soluciones de los problemas de optimización sin restricciones asociados converja a la solución óptima. Esta sucesión está contenida en el exterior de la región factible, pero se aproxima a ella cuando los parámetros de penalización son muy elevados.
- Penalización interna o estrategia de puntos interiores: en esta clase de algoritmos, la sucesión de soluciones generadas son puntos factibles. Se conocen también como algoritmos barrera y se aplican a problemas de optimización que solo tienen restricciones de desigualdad. Un caso particular de este tipo de algoritmos es el algoritmo del punto interior para resolver problemas de programación lineal.

b) Algoritmos de multiplicadores de Lagrange

Este algoritmo reduce el problema restringido en  $n$  variables en uno sin restricciones de  $n+1$  variables, cuyas ecuaciones pueden ser resueltas. Este algoritmo introduce una nueva variable escalar desconocida para cada restricción, el multiplicador de Lagrange ( $\lambda$ ), y forma una combinación lineal involucrando los multiplicadores como coeficientes. Su implementación requiere del cálculo de derivadas parciales, bien usando diferenciales totales,

o sus parientes cercanos, la regla de la cadena. El objetivo es que, usando alguna función implícita, se logre encontrar las condiciones para que la derivada con respecto a las variables independientes de una función sea igual a cero.

c) Algoritmo de programación cuadrática secuencial

El algoritmo de programación cuadrática secuencial es un método clasificado como una extensión del método cuasi-Newton el cual realiza la optimización a partir de repetidas resoluciones de una aproximación cuadrática de la función objetivo a optimizar y aproximaciones lineales de las restricciones basadas en las series de Taylor.

3.1.1.2 Soluciones basadas en condiciones de Newton

Las soluciones basadas en condiciones de Newton, utilizan las condiciones de primer orden para puntos óptimos, conocidas como condiciones de Khun-Tucker. Generalmente se aplican a problemas en los que las ecuaciones son no lineales y requieren de algoritmos iterativos para su solución [OPF-84].

Se considera el problema de optimización general:

Donde  $f(x)$  son funciones diferenciables dos veces.

Cualquier valor de  $x$  que satisfaga las ecuaciones de las restricciones  $g_i(x) = 0$ , es considerado como una posible solución del problema. Para localizar los puntos que pueden ser potencialmente mínimos locales de la función objetivo ( $f(x)$ ) y que a su vez satisfagan las ecuaciones de restricción, se usan las condiciones de Kuhn-Tucker.

3.1.1.3 Algoritmo lineal

La programación lineal aborda una clase de problemas de programación donde tanto la función objetivo a optimizar como todas las relaciones entre las variables correspondientes a los recursos, son lineales. Las variables de las restricciones y funciones objetivo formuladas en forma lineal deben ser no negativas [OAE-05]. La estructura general del problema se expresa de la forma [MAT-07]:

Donde  $c$ ,  $b$  son vectores,  $A$ ,  $A_i$  son matrices de dimensión  $m \times n$  y los elementos del vector de variables  $x$  son no negativos.

Los algoritmos para la resolución de estos problemas pueden clasificarse en dos categorías: algoritmos simplex y algoritmos IP (*Interior Points*) [SMP-00], [LPC-84]. Ambos algoritmos, simplex e IP, pueden ser extendidos para ser utilizados también con objetivos lineales y cuadráticos cuando las restricciones son lineales (*quadratic programming*) [OPF-07] [MOM-94]. La estructura general del problema se expresa de la forma [MAT-07]:

-

Donde  $A$  son matrices y  $b$  son vectores.

a) Algoritmos simplex

Consiste en un algoritmo ejecutado de manera iterativa hasta encontrar una solución óptima. Aún cuando el algoritmo es lo suficientemente simple para permitir el cómputo manual para los problemas más pequeños, la aplicación de la computadora es sin lugar a dudas el planteamiento más fácil y más utilizado para la solución de los problemas que implican muchas variables. Su mayor desventaja es que el número de iteraciones crece exponencialmente con el tamaño del problema.

El algoritmo simplex comprende dos fases de resolución:

- El algoritmo busca una solución factible básica. Se añaden al problema variables de holgura con el objetivo de encontrar un valor para la variable de decisión que satisfaga todas las restricciones. Así, a un problema con  $n$  variables y  $m$  restricciones, se le agregan  $m$  variables libres, una variable libre por cada restricción. De esta manera, se pasa de un sistema con  $n$  variables a otro con  $n+m$  variables y  $m$  restricciones, es decir,  $m$  ecuaciones. Por consiguiente se puede resolver para valores de  $m$  variables seleccionados en términos de los remanentes  $(n+m) - m = n$  variables y se obtiene una solución básica para la cual los valores de todas la variables satisfacen las restricciones, incluidas las condiciones de no negatividad.
- El algoritmo itera hacia la solución óptima buscando en los vértices de la región factible. El siguiente vértice, se elegirá de tal forma que la dirección de búsqueda esté en la dirección factible de máxima pendiente, hasta que finalmente se alcance el óptimo.

b) Algoritmo IP

Es un algoritmo más rápido que el simplex, ya que el progreso de las soluciones se hace a través del interior de la región factible y no a través de los vértices de la misma como hace el simplex. Sirve para resolver problemas de optimización lineal de media y gran escala [LPC-84].

Considerando un problema de programación lineal en forma estándar, una vez dado el sistema y un punto inicial, el cual debe ser factible e interior, es decir, debe satisfacer las restricciones, se busca una manera de moverse en una dirección decreciente hacia el próximo punto, el cual también debe ser factible e interior. Este proceso debe ser repetido hasta que no pueda haber mayor reducción en el valor de la función objetivo.

3.1.1.4 Versiones híbridas de algoritmo lineal y algoritmo entera

Un problema de programación lineal entera mixta es un problema de programación lineal en el que algunas de las variables toman valores enteros.

Existen dos técnicas principales de resolución de este tipo de problemas, la de

bifurcación y acotación y la de los cortes de Gomory. La primera de las técnicas, bifurcación y acotación, es la que más se utiliza y la más eficiente computacionalmente [MAN-05].

### 3.1.2 Algoritmo heurístico tradicional

La existencia de una gran cantidad y variedad de problemas complejos de resolver, que aparecen en la práctica y que necesitan ser resueltos de forma eficiente, impulsó el desarrollo de procedimientos eficientes para encontrar buenas soluciones aunque no fueran óptimas. Estos algoritmos, en los que la rapidez del proceso es tan importante como la calidad de la solución obtenida, se denominan heurísticos o aproximados.

Durante la última década, los algoritmos de optimización heurísticos basados en imitar a nivel computacional procesos naturales, biológicos, sociales o culturales, han despertado el interés de la comunidad científica debido a su capacidad para explorar eficientemente espacios de soluciones multimodales y multidimensionales.

Estos algoritmos de programación utilizan reglas empíricas desarrolladas a partir de la intuición, experiencia y juicios para obtener soluciones más rápidas y prácticas que los exigentes algoritmos de búsqueda exhaustiva. Estas técnicas han sido ampliamente utilizadas en la resolución de problemas de reconfiguración de redes [DFR-88] [HDS-89] [HDF-90].

En contraposición a los algoritmos exactos que proporcionan una solución óptima del problema, los algoritmos heurísticos se limitan a proporcionar una buena solución del problema no necesariamente óptima. Lógicamente, el tiempo invertido por un algoritmo exacto para encontrar la solución óptima de un problema complejo, si es que existe tal algoritmo, es de un orden de magnitud muy superior al del heurístico (pudiendo llegar a ser tan grande en muchos casos, que sea inaplicable).

### 3.1.3 Algoritmo heurístico moderno

Si bien todos los algoritmos heurísticos tradicionales han contribuido a ampliar el conocimiento para la resolución de problemas reales, en los últimos años han aparecido una serie de algoritmos bajo el nombre de algoritmos heurísticos modernos o meta-heurísticos, con el propósito de obtener mejores resultados que los alcanzados por los heurísticos tradicionales. La base de estos nuevos algoritmos, la constituyen los algoritmos heurísticos tradicionales constructivos y de búsqueda local.

Los procedimientos meta-heurísticos son una clase de algoritmos aproximados que están diseñados para resolver problemas complejos, de optimización combinatoria, en los que los heurísticos clásicos no son efectivos. Los meta-heurísticos proporcionan un marco general para crear nuevos algoritmos híbridos combinando diferentes conceptos derivados de la inteligencia artificial, la evolución biológica y los mecanismos estadísticos.

En estos momentos existe un gran desarrollo y crecimiento de estos algoritmos. Destacan los algoritmos de Búsqueda Tabú, recocido simulado y los algoritmos evolutivos, entre los que se encuentran los genéticos y búsqueda dispersa.

#### 3.1.3.1 Búsqueda Tabú

El algoritmo de Búsqueda Tabú toma de la Inteligencia Artificial el concepto de memoria y lo implementa mediante estructuras simples con el objetivo de dirigir la búsqueda y teniendo en cuenta la historia de ésta. El procedimiento trata de extraer información de lo sucedido y actuar en consecuencia. En este sentido, puede decirse que hay un cierto

aprendizaje y que la búsqueda es inteligente [TSI-03].

La búsqueda de soluciones se lleva a cabo a partir de un algoritmo determinístico de avance iterativo, y las soluciones que se van obteniendo se almacenan en una lista llamada “lista tabú”. Esta lista se va actualizando de manera dinámica durante la ejecución del algoritmo, de forma que éste no acepte como válidas las soluciones que contiene durante unas pocas iteraciones posteriores. Así, se evita volver a pasar por puntos por los que ya se ha pasado recientemente.

Sin embargo existen excepciones ya que si la solución obtenida presenta una alta calidad, puede ser aceptada aunque se encuentre en la “lista tabú”. Cuando sucede esto, se dice que se ha alcanzado un cierto nivel de aspiración.

El proceso de búsqueda se controla mediante dos estrategias; la memoria selectiva y la exploración sensible. Se conoce como memoria selectiva a aquella que tiende a revisar, casi siempre de forma consciente, los recuerdos, adaptándolos al conocimiento y estado actual, es decir, se recuerda lo que interesa. Aplicada al algoritmo de Búsqueda Tabú, la memoria adaptativa permite escoger selectivamente elementos fundamentales de la búsqueda, lo cual crea un comportamiento flexible de la búsqueda y permite la implementación de procedimientos que sean capaces de explorar el espacio de soluciones efectiva y económicamente. De esta manera, la memoria adaptativa explora los datos históricos de soluciones obtenidas y escoge las mejores en base a cuatro propiedades: su frecuencia de aparición, su calidad, su influencia y que sean recientes.

Por su parte, la exploración sensible, se basa en la suposición de que una mala elección estratégica puede producir más información que una buena elección al azar. Ya que una elección estratégica mala, aunque no sea en sí misma una buena solución, puede servir para guiar a la búsqueda hacia zonas prometedoras donde puede que se encuentre la solución óptima. De esta forma, permite que el algoritmo no se “conforme” con obtener un óptimo local y explore nuevas zonas, lo que hace aumentar las posibilidades de encontrar una solución óptima global. Así, la exploración sensible integra principios básicos de búsqueda inteligente, por ejemplo la exploración de características de buenas soluciones mientras se exploran nuevas regiones prometedoras.

#### 3.1.3.2 Recocido simulado

Son algoritmos de optimización iterativos que se inspiran en el proceso de templeado de materiales. Cuando un material se templea, se calienta hasta que alcanza una alta temperatura y luego se enfría lentamente de acuerdo a un proceso de enfriamiento predefinido, que permite obtener una configuración cristalina que cumple con determinados requisitos. A elevadas temperaturas, las moléculas de los materiales se ubican en formaciones aleatorias, y cuando el material se enfría, se reorganizan en formaciones que corresponden a estados de mínima energía interna. La adaptación de esta metodología a la redes eléctricas ha sido utilizada en varias aplicaciones de expansión de redes [GAL-97] [ROM-96] y también para solucionar problemas de optimización de flujo energético y minimización de pérdidas [OPF-01] [MLS-05].

#### 3.1.3.3 Algoritmos evolutivos

A diferencia de los algoritmos clásicos de mejora basados en seguimiento de trayectorias en el caso de los evolutivos, en cada iteración del algoritmo no se tiene una única solución sino un conjunto de éstas. Estos algoritmos se basan en generar, seleccionar,

combinar y reemplazar un conjunto de soluciones. Dado que mantienen y manipulan un conjunto en lugar de una única solución a lo largo de todo el proceso de búsqueda, suelen presentar tiempos de computación sensiblemente más altos que los otros algoritmos meta-heurísticos. Este hecho se puede ver agravado porque la “convergencia” de la población puede requerir de un gran número de iteraciones. Por ello se ha dedicado un gran esfuerzo a obtener algoritmos que sean más agresivos y logren obtener soluciones de calidad en un horizonte más cercano. Dentro de este tipo de algoritmos, destacan los genéticos y los de búsqueda dispersa.

a) Algoritmos genéticos

Los algoritmos genéticos se basan en conceptos de selección natural para identificar el mejor individuo que optimiza una función objetivo, cumpliendo con una serie de condiciones. Aplicando operadores inspirados en la selección natural y la variación genética natural, se hace evolucionar una población para alcanzar la solución mejor adaptada al problema planteado. La primera publicación que utilizó el término “algoritmo genético” fue realizada por Bagley (1967), aunque se considera a John Holland, que los desarrolló junto a sus colegas y alumnos en las décadas de los 60 y 70, como su verdadero creador. Holland desarrolló un algoritmo para desplazarse desde una población de cromosomas (bits) a una nueva población, utilizando un sistema similar al de la selección natural así como operadores de cruces, mutaciones e inversiones inspirados en la genética. La forma más simple de algoritmo genético utiliza tres tipos de operadores [GAS-05]:

- Selección o reproducción: Este operador escoge cromosomas entre la población para efectuar la reproducción. Cuanto más capaz sea el cromosoma (función de idoneidad más alta) más veces será seleccionado para reproducirse.
- Cruce (crossover): Imita la recombinación biológica entre dos organismos haploides. Su misión es seleccionar un lugar, y cambiar las secuencias anterior y posterior de ese lugar, para crear nueva descendencia.
- Mutación (mutation): Este operador produce variaciones de modo aleatorio en un cromosoma.

Los algoritmos genéticos han sido ampliamente empleados para resolver problemas de optimización en redes de distribución con presencia de GDg [ODG-01] [GAP-04] [GAD-07]. En ocasiones los algoritmos genéticos se combinan con la aplicación de sistemas expertos, utilizando técnicas de lógica borrosa (Fuzzy), para la resolución de problemas de optimización en la reconfiguración de redes con presencia de GDg [DGP-02] [FGA-00].

b) Búsqueda dispersa

La búsqueda dispersa se basa en realizar combinaciones sucesivas a partir de un conjunto inicial de soluciones. Estas combinaciones se realizan de forma sistemática y estratégica sobre un conjunto pequeño de unas 10 soluciones, a diferencia de los algoritmos genéticos que lo hacen de forma aleatoria a partir de un conjunto relativamente grande de en torno a 100 soluciones.

El conjunto inicial de soluciones se conoce como conjunto de referencia y es equivalente a la población en algoritmos genéticos. En este conjunto se almacenan las soluciones buenas que se han ido encontrando. Considerando también como buenas no solo a

aquellas soluciones que presenten una buena calidad, sino también a las que aportan diversidad al conjunto. La búsqueda dispersa consta básicamente de los siguientes elementos:

- Un generador de soluciones diversas: El algoritmo se basa en generar un conjunto P de soluciones diversas (alrededor de 100), del que se extraerán un subconjunto pequeño (alrededor de  $b=10$ ) con el que realizar las combinaciones.
- Un conjunto de referencia: Extraído del conjunto de soluciones diversas según el criterio de contener soluciones de calidad y diferentes entre sí (calidad y diversidad). Si el algoritmo no logra mejorar la solución, se considera que el output es la propia solución considerada. Las soluciones en este conjunto están ordenadas de mejor a peor respecto de su calidad.
- Creación: Se inicia el conjunto de referencia con las  $b/2$  mejores soluciones de P. Las  $b/2$  restantes se extraen de P por el criterio de máxima distancia con las ya incluidas en el conjunto de referencia. Para ello se debe definir previamente una función de distancia que generalmente depende del contexto del problema que se está resolviendo.
- Actualización: Las soluciones fruto de las combinaciones pueden entrar en el conjunto de referencia y reemplazar a alguna de las ya incluidas si las mejoran. Así pues, el conjunto de referencia mantiene un tamaño  $b$  constante pero va mejorando a lo largo de la búsqueda. En implementaciones sencillas, la actualización de este conjunto se realiza únicamente por calidad, aunque se puede hacer también por diversidad. También en implementaciones más avanzadas es posible variar el tamaño del conjunto de referencia durante la búsqueda.
- Un algoritmo de combinación: La búsqueda dispersa se basa en combinar todas las soluciones del conjunto de referencia. Para ello, se consideran subconjuntos de 2 o más elementos del conjunto de referencia y se combinan mediante una rutina diseñada a tal efecto. La solución o soluciones que se obtienen de esta combinación pueden ser inmediatamente introducidas en el conjunto de referencia (actualización dinámica) o almacenadas temporalmente en una lista hasta terminar de realizar todas las combinaciones y después ver qué soluciones entran en éste (actualización estática).
- Un algoritmo de mejora: Típicamente se trata de un algoritmo de búsqueda local para mejorar las soluciones, tanto del conjunto de referencia como las combinadas antes de estudiar su inclusión en el conjunto de referencia.

### 3.2 Metodología de aplicación de herramientas de optimización

El objetivo de esta tesis es la aplicación de herramientas de optimización para contribuir a la **mejora** de los niveles de **eficiencia energética** en las redes de distribución.

Para ello se puede actuar sobre diferentes magnitudes dentro de la propia red de distribución, minimizando o maximizando diferentes funciones objetivo que representan aspectos como:

- Niveles de integración de las fuentes de generación distribuida de origen renovable.
- Factura eléctrica en ámbitos residenciales.

- Costes de operación de edificios ZEB.

El proceso de aplicación de las herramientas de optimización para cada uno de estos escenarios y funciones objetivo puede desarrollarse de una forma sistemática e idéntica mediante la aplicación de una metodología. Esta metodología integrará un conjunto de etapas que permitirán por una parte la identificación de las tareas que se deben realizar en el proceso de aplicación de herramientas de optimización y por otra parte la ejecución de estas tareas de forma ordenada y efectiva.

Así, en este apartado y como aportación principal de esta tesis se propone una metodología de aplicación de herramientas de optimización que tiene como objetivo el posibilitar su empleo sobre cualquier escenario donde se desee realizar una gestión óptima de la energía. La Figura 3.2 muestra las etapas de la metodología de optimización propuesta en esta tesis.

La metodología está compuesta por 4 etapas: las dos primeras 1) PROBLEMÁTICA y 2) CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA están relacionadas con el conocimiento detallado del sistema a optimizar así como con los objetivos que se pretenden alcanzar mediante la aplicación de las herramientas de optimización. Las dos siguientes 3) MODELADO y 4) OPTIMIZACIÓN están relacionados con el modelado del sistema y la formulación matemática y selección de la herramienta de optimización.

A continuación se va a explicar el contenido de la etapas que componen la metodología, los pasos que las integran y como se implementan las mismas.



Figura 3.2. Secuencia de la metodología propuesta de aplicación de las herramientas de optimización.

### 3.2.1 Identificación de la problemática y objetivo

Todo proceso de aplicación de herramientas de optimización se inicia con la identificación general 1) del escenario o sistema sobre el que se actuará, 2) de la problemática asociada a la operación de dicho sistema y 3) del objetivo que se desea alcanzar con la optimización, ver Figura 3.3.



**Figura 3.3.** Etapa 1: Identificación de la problemática y objetivo de la optimización.

Los escenarios de gestión/planificación energética son sistemas compuestos por diferentes dispositivos de consumo, generación y/o almacenamiento que realizan intercambios energéticos (eléctricos, térmicos) siguiendo una estrategia de gestión de energía determinada. La identificación del entorno de operación del sistema permite tener una primera visión del mismo, posibilitando la identificación de los elementos que lo integran. Así, la identificación general del sistema tiene como objetivo el disponer de una descripción que permita entender su operación global y de cada uno de los componentes que lo integran.

El análisis de la operación conjunta y las interacciones entre los componentes que integran un escenario de gestión/planificación energética es una tarea compleja que es necesario abordar para identificar y caracterizar correctamente el sistema. Así, el objetivo es disponer de una descripción clara del problema de manera que pueda ser reproducida en las posteriores etapas de la metodología (Reproducción de la problemática).

La optimización de la operación del sistema puede estar orientada hacia el cumplimiento de forma óptima de diferentes objetivos. La minimización de las pérdidas, los costes económicos de operación del sistema o la maximización de la integración de la GD son algunos de los objetivos a optimizar en los escenarios de gestión energética. En esta primera etapa, la identificación del objetivo de la optimización tiene como fin el describir de forma semántica el objetivo final a optimizar. Expresiones como la mejora de la eficiencia energética del sistema, la optimización del flujo energético u optimización del coste de operación deben formar parte de los resultados esperados en esta primera etapa de la metodología. La información obtenida en esta etapa debe servir para facilitar el desarrollo de las posteriores etapas de 2) CARACTERIZACIÓN, 3) MODELADO y 4) OPTIMIZACIÓN.

### 3.2.2 Caracterización del sistema

La etapa de CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA tiene como objetivo la recopilación de toda la información necesaria para el desarrollo de la posterior etapa de MODELADO, ver Figura 3.4.



Figura 3.4. Etapa 2: Caracterización del sistema.

Así como la primera etapa enmarcaba el ámbito de actuación de la metodología, en esta etapa se deben definir con claridad las características, desde el punto de vista energético, de los elementos que integran el escenario o sistema de gestión/planificación energética. En la Figura 3.5 pueden identificarse los elementos que caracterizan un sistema: la frontera, los puntos frontera, los agentes activos, los agentes pasivos y los agentes de control.

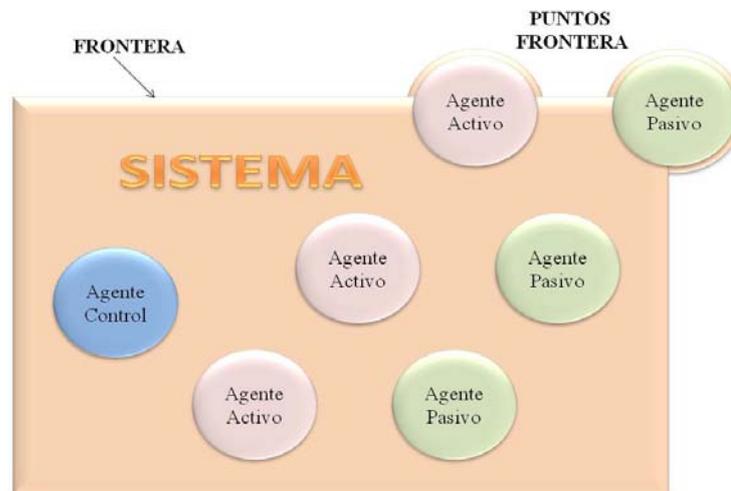


Figura 3.5. Elementos del sistema.

Para realizar esta caracterización se ha dividido esta etapa en diferentes pasos que se detallan a continuación.

### 3.2.2.1 Identificación de las fronteras

La frontera de un sistema representa una envoltura imaginaria que lo acota y lo separa de sus inmediaciones (entorno). Los puntos frontera representan los elementos del sistema por los cuales se realiza el intercambio energético (eléctrico o térmico) o de información entre el sistema y el entorno.

El objetivo de este paso es el identificar la frontera del sistema así como los elementos que actúan como puntos frontera. Este paso facilita la posterior identificación de los componentes que integran el sistema, al acotarse éste al interior del espacio delimitado por la frontera.

#### 3.2.2.2 Identificación de los agentes

En este paso se deben identificar todos los agentes que integran el sistema. Los agentes conforman el propio sistema y son los elementos encargados de transportar, generar, consumir o controlar el flujo energético.

#### 3.2.2.3 Clasificación de los agentes

Dentro del sistema los agentes se clasifican en tres categorías:

- **Agentes activos:** Los agentes activos son aquellos cuya operación puede ser controlada con el objetivo de alterar, en la dirección deseada, el flujo energético del sistema. Dentro de los escenarios o sistemas de gestión/planificación energética, los dispositivos de generación/consumo y almacenamiento controlables son considerados como agentes activos del sistema.
- **Agentes pasivos:** Los agentes pasivos son aquellos elementos del sistema que no son controlables. En los sistemas de gestión energética los dispositivos de generación/consumo no programables, almacenamiento no controlable y/o las impedancias de línea son considerados como agentes pasivos. Algunos de estos dispositivos pueden participar de forma activa en el funcionamiento del sistema pero al no ser controlados por el agente de control se consideran como agentes pasivos.
- **Agentes de control:** Los agentes de control integran la lógica de gestión del flujo energético del sistema. En los escenarios en los que este agente está presente sus salidas actúan directamente sobre los agentes activos.

El objetivo de este paso es el clasificar cada uno de los agentes identificados en una de las tres categorías descritas.

#### 3.2.2.4 Identificación de las entradas/salidas (I/O) agentes

Las salidas y entradas de los agentes, relacionan el agente con el entorno del sistema y con los otros agentes. En este paso se realiza la identificación de las entradas y salidas de cada agente para facilitar su posterior modelado. Asimismo la identificación de la naturaleza (eléctrica, térmica, control, etc.) de las señales de entrada y de salida es una tarea a realizar en este apartado.

#### 3.2.2.5 Identificación de la estrategia/variables de control

En este paso se desarrolla la identificación de la estrategia de control, su lógica de operación y sus variables de control. También se incluirá la identificación del periodo de control (periodo de ejecución de la estrategia).

La estrategia de control de energía establece la manera de realizar la gestión energética de un sistema en cada periodo de control o ejecución. Esta estrategia está integrada en el agente de control y sus salidas actúan sobre los agentes activos del sistema. El estado o valor de estas salidas se generan a partir de: 1) los valores de las variables de entrada y 2) una lógica de actuación preestablecida. Las entradas del sistema pueden ser de tipo meteorológico,

económico y/o energético y se habrán identificado en el anterior paso de la etapa de caracterización.

En lo que concierne a la lógica de control, ésta se establece en base a reglas que orientan la operación del sistema hacia el objetivo predefinido [DUF-07] [DUFa-07]. Estas lógicas de actuación se apoyan sobre variables internas de control cuya identificación se realiza en este paso de la etapa de caracterización. La identificación de las variables de control determina las salidas del algoritmo de optimización. En aquellos escenarios en los que no se cuenta con agentes de control y por lo tanto no es posible identificar una estrategia de control, las variables de control son las entradas de los agentes activos (Figura 3.6(a)). En los sistemas en los que sí existe esta estrategia, las variables de control son los parámetros sobre los que se apoya la estrategia para generar las salidas del agente de control que actuarán sobre los agentes activos (Figura 3.6(b)).



**Figura 3.6.** Aplicación de las variables de control (a) sin agente control y (b) con agente control.

### 3.2.2.6 Identificación de los límites de operación agentes

Los límites de operación de los agentes, acotan los márgenes máximos y mínimos de los valores que pueden alcanzar las variables de entrada y salida de los agentes activos y de control. Asimismo marcan los márgenes de las variables de control. Estos límites están definidos por las propias limitaciones de los agentes activos y pasivos en lo relativo a su capacidad de generación o consumo de energía. El objetivo en este paso es identificar los límites de operación de las entradas y salidas de todos los agentes así como el de las variables de control del agente de control, en caso de que exista.

### 3.2.2.7 Resumen de la etapa de caracterización del sistema

A la finalización del paso de CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA se dispondrá de la información relativa a la identificación de los agentes, sus salidas y entradas, la identificación de la lógica de la estrategia de control y las variables de control y la delimitación de la frontera del sistema. La Figura 3.7 muestra un resumen de la información disponible al finalizar este paso.



Figura 3.7. Recopilación de información del paso CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA.

### 3.2.3 Modelado

La siguiente etapa de la metodología comprende el modelado del sistema a optimizar, ver Figura 3.8.



Figura 3.8. Etapa 3: Modelado

El modelo del sistema incluye los modelos de cada uno de los agentes que integran el sistema así como de las interacciones entre los mismos. Esta etapa debe integrar no únicamente los modelos de los dispositivos de generación, consumo y almacenamiento del sistema a optimizar y su interacción, sino que debe incluir, en caso de ser necesario, las funciones relativas a la estrategia de control, en caso de existir esta.

El modelado del sistema 1) permite organizar los datos e información disponibles del sistema obtenidos en la etapa de caracterización, 2) proporciona una herramienta en la que verificar y reproducir el funcionamiento del sistema y poner en evidencia la problemática del sistema a optimizar y 3) provee un entorno sobre el que aplicar el algoritmo de optimización.

Desde el punto de vista del desarrollo del modelo existen diferentes herramientas que se pueden clasificar en dos categorías: 1) modelado mediante herramientas de simulación y 2) modelado basado en lenguajes de programación.

Respecto a la primera de las categorías, actualmente existen programas específicos orientados al modelado de sistemas. Los más destacados son HOMER, TRNSYS o Hybrid2 que integran diferentes estrategias de control e incluso utilizan herramientas de optimización económica para su aplicación sobre los sistemas a simular. Estas herramientas simplifican en gran medida la tarea de modelado al disponer de librerías con los sistemas de generación/consumo y almacenamiento más utilizados en los escenarios de gestión/planificación energética. Sin embargo, en muchas ocasiones la necesidad de personalizar el comportamiento de alguno de los dispositivos del sistema o la definición de

una estrategia de control personalizada hacen interesante el desarrollo del modelo completo sobre herramientas de simulación abiertas. Estas herramientas permiten individualizar el modelo acorde con las características propias de cada sistema. En estos casos, se recurre a los tradicionales lenguajes de programación, segunda categoría, como FORTRAN, PASCAL, C++ o a programas de modelado y simulación especializados como MATLAB-SIMULINK.

Los pasos a realizar dentro de la etapa de modelado, independientemente de la herramienta seleccionada, son: 1) obtener el modelo de los agentes que integran el sistema, 2) modelar la interacción entre los agentes y 3) reproducir la problemática del escenario energético objeto de estudio.

#### 3.2.3.1 Modelado de los agentes

A partir de la identificación de las entradas y salidas de los agentes, en esta etapa se desarrolla la representación de la estructura interna de los agentes que marcan la correspondencia entre las señales de entrada y salida. En este paso se desarrollan los modelos eléctrico, térmico y/o económico de los agentes activos y pasivos así como el modelo de los agentes de control.

La necesidad de estudiar diferentes fenómenos obliga a desarrollar modelos adecuados al fenómeno que se desea analizar en el caso eléctrico. Estos fenómenos se pueden clasificar en: fenómenos cuasi-estacionarios (constantes de tiempo del orden de decenas de minutos), dinámicos (constantes de tiempo mayores de 100 ms y menores de una decena de minutos) o electromagnéticos (constantes de tiempo mayores de 100  $\mu$ s y menores de 100 ms) [ETO-05]. En la gestión/planificación energética de sistemas, el desarrollo de los modelos se realiza con el objetivo de posibilitar el análisis de fenómenos dinámicos mientras que se desprecia el efecto de fenómenos electromagnéticos entre dos estados sucesivos del sistema.

Al igual que en el modelado eléctrico, los modelos térmicos omitirán los efectos transitorios para limitarse al comportamiento dinámico o cuasi-estacionario de los agentes. Además de los modelos energéticos (eléctrico, térmico), el modelado de los agentes puede incluir su modelo económico, incorporando funciones de costo de adquisición, costos de operación y mantenimiento y/o inversión de los agentes. Finalmente, también debe desarrollarse el modelo de los agentes de control, en caso de que existan. El modelado del resto de los agentes deberá tener en cuenta el periodo de control para la estrategia de control con el objetivo de mantener la coherencia del modelado del sistema completo y posibilitar su operación conjunta.

#### 3.2.3.2 Modelado de la interacción entre los agentes

En ocasiones el desarrollo de los modelos de los agentes del sistema no es suficiente para representar la operación conjunta de los mismos. En estos casos es necesario modelar la interacción entre los agentes desarrollando o integrando en el modelo del sistema herramientas que permitan representar el comportamiento conjunto de todos los agentes integrantes del mismo (activos, pasivos y control). Generalmente este modelado responde a las ecuaciones de equilibrio de un sistema eléctrico y/o térmico, leyes de tensión y corriente de Kirchhoff y primera ley de la termodinámica.

#### 3.2.3.3 Reproducción de la problemática con el modelo completo

Una vez desarrollados los modelos de los agentes y la interacción entre los mismos, se dispondrá de un modelo del sistema cuyo comportamiento podrá ser simulado y validado, en aquellos casos en los que sea posible, con un sistema real. Esta fase es crucial para poder

disponer de una herramienta fiable sobre la que poder aplicar los algoritmos de optimización. La realización de simulaciones y el análisis de los resultados confirmarán la validez de la reproducción de la problemática descrita en la etapa 3.2.1-Identificación de la problemática y objetivo. En caso de que el análisis de resultados no supere la fase de reproducción de la problemática se retomará la metodología desde la etapa de CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA y se repetirán los pasos realizados hasta que el proceso de reproducción resulte satisfactorio.

### 3.2.3.4 Resumen de la etapa de modelado

A la finalización del paso de MODELADO se dispondrá de una plataforma de simulación que comprenderá el modelo de los agentes con sus limitaciones de operación integradas así como el modelo de la interacción entre los mismos, tal y como se representa en la Figura 3.9.

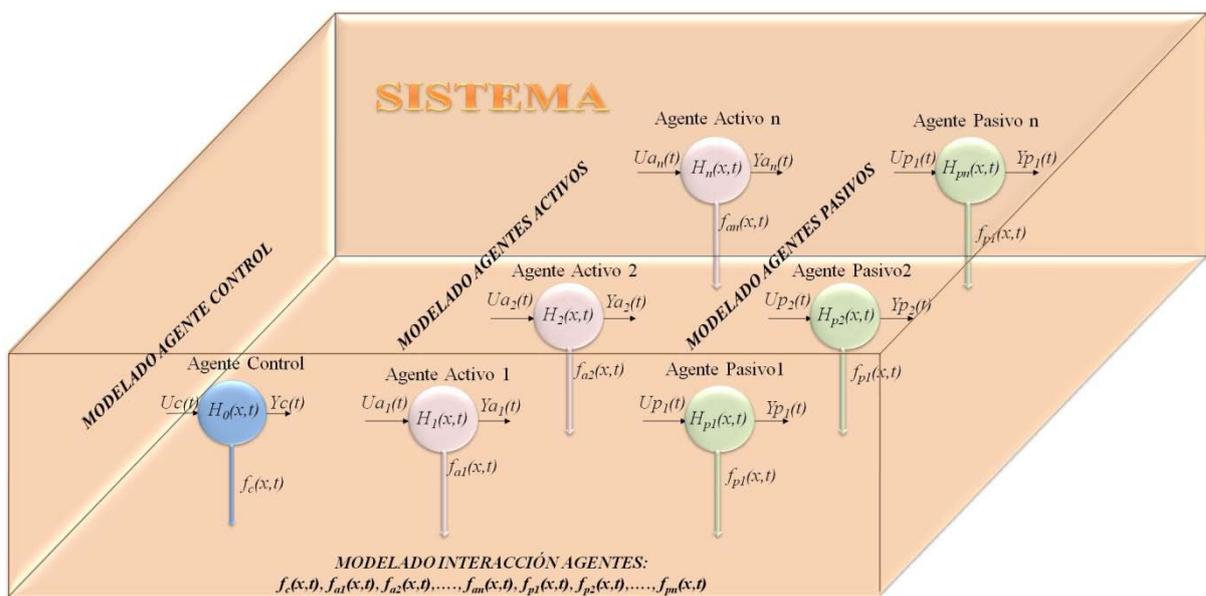


Figura 3.9. Recopilación de información del paso MODELADO.

### 3.2.4 Optimización

Una vez desarrollado el modelado del sistema, la siguiente etapa de la metodología consiste en la optimización de su operación, ver Figura 3.10.



Figura 3.10. Etapa 4: Optimización.

Esta etapa busca alcanzar la operación óptima del sistema entendiendo como tal aquella operación que maximice o minimice el objetivo marcado para la misma. Su realización implica el desarrollo de varios pasos que se detallan a continuación.

#### 3.2.4.1 Definición de la función objetivo/restricciones/operación

En esta etapa deben quedar claramente identificados cuatro aspectos: 1) la función objetivo y su formulación, 2) las restricciones y su formulación, 3) el periodo de resolución y 4) el periodo de evaluación.

La **función objetivo** representa la medida del sistema que se desea optimizar (maximizar o minimizar). Esta medida representa un concepto cuantitativo del sistema relativo a su operación pudiendo ser ésta de tipo económico, energético o medioambiental. La medida de los costes de operación contemplada en [AIT-09], las pérdidas en un sistema eléctrico [GAD-07] o la reducción de los picos de demanda en [KON-06] son algunos de los ejemplos de posibles funciones objetivo en los sistemas energéticos. En esta etapa se debe identificar claramente los términos que integran la función objetivo, incluyendo esta identificación tanto las variables de control como de estado. La formulación de la función objetivo integrará estas variables en forma de ecuaciones matemáticas que definirán el concepto a optimizar.

Del mismo modo se deben identificar límites de maniobra de las variables de control y de estado que formarán parte del conjunto de las **restricciones** de la optimización. La formulación de las restricciones implica la representación matemática, en forma de ecuaciones y/o inecuaciones, de la relación de estas variables.

Asimismo es necesaria la definición de dos parámetros que están relacionados con la operación del proceso de optimización, el **periodo de resolución** y el **periodo de evaluación**. El periodo de resolución hace referencia a la rapidez de ejecución del algoritmo de optimización. El valor de este periodo determina el tiempo máximo en el que el algoritmo de optimización debe proporcionar una actualización de la solución óptima. Este parámetro es de suma importancia para los casos en los que la aplicación del algoritmo de optimización se realiza en línea (también denominado tiempo real) con la operación del sistema (*online*). En estos sistemas es necesario, para su correcta operación, que el intervalo de tiempo entre una actualización de las variables de control y la siguiente no supere el valor del periodo de resolución. El valor de este parámetro se determina a partir del periodo de control del modelo del sistema. La definición de este parámetro temporal facilita la tarea de selección del algoritmo de optimización. En los sistemas en los que la aplicación del algoritmo de optimización se realiza fuera de la línea de la operación del sistema (*offline*), no existe la exigencia de rapidez de ejecución al algoritmo por lo que no tiene sentido la definición de este parámetro.

Por su parte el periodo de evaluación hace referencia al periodo de tiempo utilizado para simular la evolución del sistema. A cada invocación al algoritmo de optimización, éste analiza la evolución del sistema durante un periodo de evaluación en busca de una solución óptima. El periodo de evaluación se fija teniendo en cuenta la periodicidad en el comportamiento del sistema o de algunas de las señales utilizadas en la optimización, normalmente la que tiene el mayor periodo de repetición.

En resumen, al finalizar este paso deben quedar definidos los parámetros que se recogen en la Tabla 3.1.

Identificación	Parámetros
Función objetivo	Términos de la función, variables de control y variables de estado y formulación
Restricciones	Límites de operación de variables de control y de estado y formulación
Rapidez de ejecución	Definición del valor del periodo de resolución.
Periodo de análisis de la optimización	Definición del valor del periodo de evaluación

**Tabla 3.1.** Parámetros a definir en el paso de definición de la función objetivo/restricciones/operación.

### 3.2.4.2 Selección del algoritmo optimización

Una vez analizado el sistema y formuladas las ecuaciones e inecuaciones de la función o funciones objetivo y las restricciones, el siguiente paso es seleccionar el algoritmo de optimización. Tal y como se ha descrito en *3.1-Herramientas de optimización*, los métodos de resolución de los problemas de optimización son muy diversos existiendo dos categorías principales, los algoritmos numéricos y los heurísticos. De forma general puede decirse que los métodos numéricos buscan y garantizan un óptimo local mientras que los métodos heurísticos pueden alcanzar óptimos globales aunque no garantizan su alcance. Los métodos de programación numérica obtienen la mejor solución posible en las inmediaciones del punto inicial, presentando una fuerte dependencia del punto de arranque del algoritmo. La mayor parte de estos métodos requieren el cálculo de derivadas ya que utilizan la información del gradiente.

Por otra parte, los métodos de optimización heurísticos exhiben una gran independencia de la naturaleza del espacio de soluciones. A diferencia de las técnicas de búsqueda local, son capaces de atravesar un espacio de búsqueda con múltiples mínimos o máximos locales y alcanzar una solución global al problema, entendiendo como tal la mejor solución posible o una solución en las inmediaciones de la región que contiene la solución óptima. Los métodos heurísticos se adaptan mejor a problemas cuya naturaleza es tal que no es posible o presenta un grado de dificultad alto el modelado numérico del problema. Como contrapartida, los métodos de optimización heurísticos exploran de forma exhaustiva el espacio de soluciones, sin aprovechar las características locales del espacio de búsqueda como ocurre al operar por ejemplo con gradientes, ralentizando así la convergencia.

En este paso debe seleccionarse el algoritmo que mejor se adapte a la naturaleza del problema a optimizar teniendo en cuenta aspectos como:

- El modo de aplicación “on-line”/“off-line” y sus parámetros asociados: tiempo de resolución y tiempo de evaluación.
- La naturaleza de las funciones objetivo: lineal o no lineal.
- La naturaleza de las variables: enteras, binarias, reales.
- El tamaño del problema: número de variables.
- Las necesidades de precisión.

3.2.4.3 Aplicación del algoritmo optimización

El paso de aplicación del algoritmo de optimización comprende 1) la programación del propio algoritmo de optimización, 2) la programación del entorno de aplicación del algoritmo y la posterior 3) validación y verificación de los resultados.

En lo que a la **programación del algoritmo** de optimización se refiere, actualmente existen librerías de las herramientas más comunes (optimización lineal, no lineal, algoritmos genéticos, etc.) integradas en diferentes lenguajes de programación tanto de propósito general (C++, JAVA, FORTRAN, etc.) como en entornos de cálculo numérico o simbólico (Excell, MATLAB, Maple, Mathematica, etc.). Estas librerías pueden ser modificadas por el programador para adaptarlas a las necesidades particulares de la optimización.

La **programación del entorno** de aplicación del algoritmo tiene como objetivo disponer de una herramienta que permita la invocación automática del algoritmo de optimización. Su desarrollo puede realizarse utilizando los mismos lenguajes que en el caso de la programación del algoritmo. La programación del entorno depende del modo de operación el cual determina la forma en la que la herramienta de optimización opera para alcanzar su objetivo. Se identifican dos modos de operación: simulado y estático. En el modo de operación simulado, la optimización es alcanzada como resultado de una simulación temporal del modelo del sistema. Por el contrario, en el modo de operación estático la optimización se alcanza para un estado e instante determinado del sistema. En los sistemas en los que la optimización se basa en el modo de operación simulado, la optimización evoluciona realizando invocaciones iterativas al modelo del sistema siendo necesario desarrollar el entorno de programación para que a cada invocación éste pueda evolucionar en el tiempo (Figura 3.11 (a)). En los sistemas en los que el modo de operación es estático, al realizarse la optimización sobre un instante del modelo, no es necesario desarrollar un entorno para permitir la evolución temporal del modelo, simplificándose la programación del mismo (Figura 3.11 (b)).

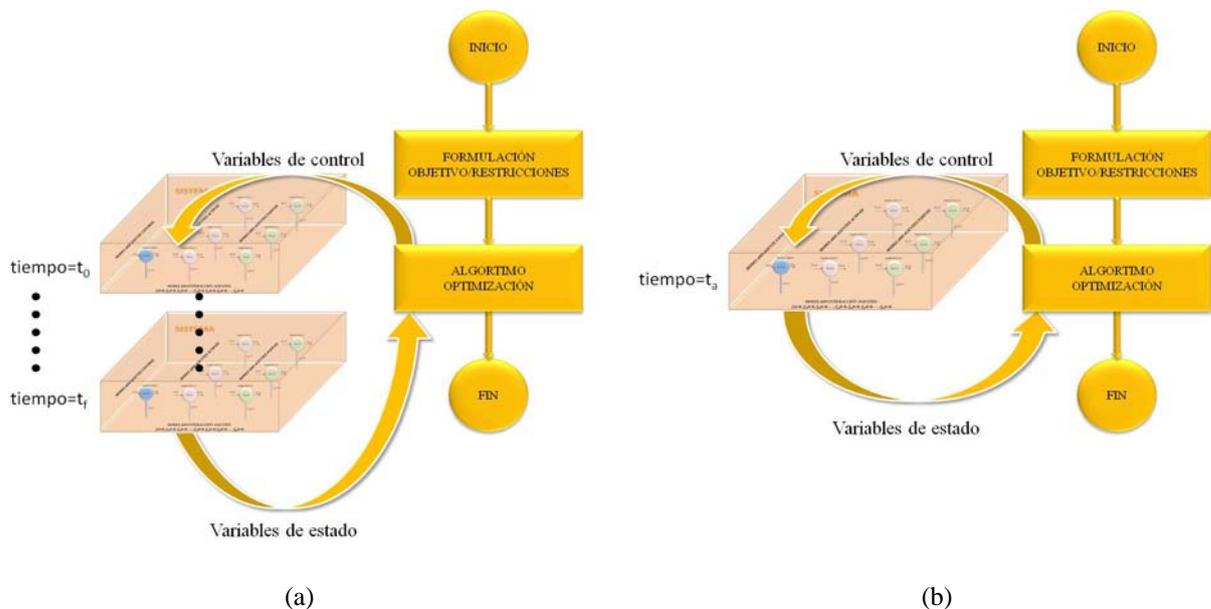


Figura 3.11. Programación entorno.

En la Figura 3.11 (a), a cada invocación del algoritmo de optimización, el modelo evoluciona desde un instante inicial ( $t=t_0$ ) hasta un instante final ( $t=t_f$ ) igual al periodo de

evaluación. En la Figura 3.11 (b), el modelo no evoluciona, resolviéndose únicamente las ecuaciones de estado del sistema para un instante determinado ( $t=t_a$ ).

Por último, la fase final de la aplicación del algoritmo de optimización es la de la comprobación de la validez de la programación y simplificaciones realizadas a través de los resultados obtenidos, incluso contrastando éstos con situaciones reales ya transcurridas. Posteriormente, una vez finalizada la etapa de OPTIMIZACIÓN, se realiza la INTERPRETACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS. Esta etapa consiste en proponer soluciones, detectar soluciones alternativas cuasi-óptimas pero suficientemente atractivas o analizar la viabilidad de la implementación. En esta última fase la intuición y experiencia del integrador vuelve a tener un papel importante para trasladar al mundo real las soluciones aportadas por las herramientas de optimización.

### 3.3 Resumen del capítulo

En este capítulo se ha realizado una descripción de varios algoritmos utilizados para la resolución de problemas de optimización. Los algoritmos se han clasificado en función de las diferentes técnicas que se utilizan para alcanzar la solución óptima dividiéndose estas en tres grandes grupos: numéricas, heurísticas tradicionales y heurísticas modernas.

La aplicación de estos algoritmos representa uno de los pasos a desarrollar dentro del proceso de optimización de un sistema compuesto por varios pasos y etapas. En este capítulo se ha desarrollado y presentado una metodología para la aplicación de los algoritmos de optimización sobre escenarios energéticos que representa la aportación principal de esta tesis, ver Figura 3.12.



Figura 3.12. Metodología de aplicación de las herramientas de optimización.

Se han descrito las etapas y los pasos que integran la metodología así como la secuencia de aplicación de los mismos. La metodología desarrollada facilita la identificación y caracterización de los agentes que participan en el sistema proporcionando una guía ordenada de aplicación de las herramientas de optimización. La metodología permite aplicar de forma sistemática e idéntica el proceso de optimización sobre diferentes escenarios con diferentes características y objetivos a optimizar.



## 4. OPTIMIZACIÓN DE LA EFICIENCIA EN REDES DE BT CON PRESENCIA DE GD

En los próximos años se espera que las redes de distribución de BT experimenten una transformación similar a la experimentada en las redes de MT y transporte con la integración masiva de unidades de GDp. Esta evolución estará motivada entre otros factores por:

- La presencia en el mercado de competitivas tecnologías de generación de pequeña escala (menores de 100 kW), como microturbinas, motores Stirling, sistemas fotovoltaicos, minieólicos o pilas de combustible.
- Políticas europeas y nacionales de incentivación de la utilización de las unidades de GDp [DER-04] [DER-01] [RDL-07].

Ante esta perspectiva se abre un interesante campo de aplicación de las técnicas de optimización con el objetivo de obtener una mejora en la eficiencia en la distribución en BT y una óptima integración de la GDp [IEE-01] [DIS-05].

La aplicación de las herramientas de optimización se realizará siguiendo la metodología de aplicación desarrollada y presentada en el capítulo 3. La optimización energética planteada en este capítulo tiene dos objetivos principales: 1) mejorar la eficiencia energética de la red de distribución de BT mediante la reducción de las pérdidas en la distribución de energía y 2) maximizar la presencia de GDp en dichas redes. Estos objetivos se alcanzarán mediante la aplicación de herramientas de optimización sobre el estado estacionario de la red. A continuación, se describe la implementación de la metodología propuesta sobre una red de distribución de BT y se muestran los resultados de la aplicación de las herramientas de optimización.

### 4.1 Identificación de la problemática y objetivo

Las redes de distribución de BT se explotan, generalmente, de forma radial y el flujo de potencia en ellas, ha sido tradicionalmente unidireccional, desde el centro de transformación MT/BT hacia los usuarios. La distribución en BT se realiza mediante líneas aéreas en zonas rurales (baja densidad de carga) o semi-urbanas, y líneas subterráneas en zonas urbanas (gran densidad de carga). Otra característica de estas redes, que las diferencian de las redes de AT y MT, es su alto ratio R/X.

En los últimos años, el desarrollo experimentado en la integración de la GDp en las redes de distribución ha alterado en cierta medida la estructura de distribución energética anteriormente planteada. La GDp se plantea como una interesante tecnología que puede contribuir a reducir las problemáticas de congestión, confiabilidad, calidad y sobre todo pérdidas en las redes de distribución de BT [DIS-00]. Además, el origen renovable y de alta eficiencia de algunas de estas fuentes de GDp ha elevado su valor como agentes de promoción de una red eléctrica sostenible. Estas atractivas características de la GDp han motivado un creciente interés en promover su conexión en las redes de distribución de BT.

No obstante, tal como se ha descrito en el capítulo 2.1 *Red de distribución de BT*, la conexión de la GDp en el nivel de BT también puede causar inconvenientes en estas redes. Para evitar la aparición de efectos negativos los operadores de las redes han elaborado restrictivas regulaciones relativas al máximo nivel de potencia a conectar en las redes de distribución de BT. Una de las consecuencias que esta generalización provoca es que no se

puedan aprovechar al máximo las ventajas aportadas por la conexión de la GDp.

En este apartado se propone la aplicación de herramientas de optimización para posibilitar la mejora de la eficiencia energética en las redes de distribución de BT mediante la óptima integración de la GDp, asegurando la estabilidad y calidad del suministro incluso cuando los niveles de producción de la GDp estén por encima de los límites impuestos por la regulación. Así, el objetivo de la optimización se centra en la **minimización de las pérdidas eléctricas y la maximización de los niveles de integración de la GDp en las redes de distribución de BT**. El objetivo se alcanzará mediante la identificación del óptimo emplazamiento y dimensionamiento de la GDp sobre un escenario estacionario de la red de distribución y respetando las limitaciones relativas a las variaciones de la tensión<sup>1</sup> en los nodos de la red así como los límites térmicos de las líneas.

## 4.2 Caracterización

A continuación se desarrollan los pasos que integran la etapa de CARACTERIZACIÓN de la metodología.

### 4.2.1 Identificación de las fronteras

Para analizar el efecto de la integración de la GDp en las redes de distribución de BT se ha utilizado un modelo de red trifásica 400/230V con una potencia base de 250 kVA y configuración TT representativo de un área rural, con cargas monofásicas y trifásicas, lo que permite analizar el efecto del desequilibrio de cargas en las redes [CBT-04]. Para llevar a cabo la optimización se ha seleccionado una red de distribución determinada (con unos valores de demanda e impedancias de líneas determinadas) aunque las conclusiones y la metodología de aplicación pueden ser extendidas de igual modo a cualquier otro ejemplo de red de distribución de BT, con un número diferente de nodos, demandas e impedancias de líneas.

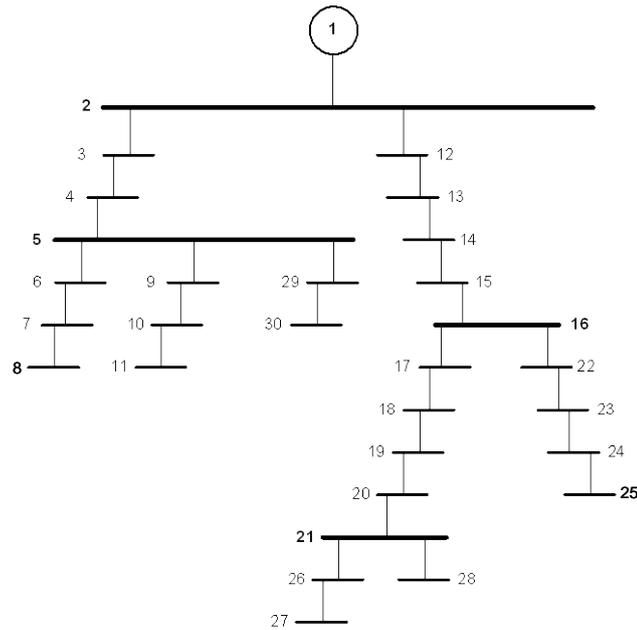
La Figura 4.1 muestra una representación unifilar de la red a analizar. En el Anexo B se presentan los valores de demanda en cada nodo así como los valores de impedancia de las líneas.

Las fronteras de la red a analizar se localizan en el transformador de cabecera de MT/BT, nodo 1, y en cada uno de los nodos de consumo y/o generación de la propia red, en este caso 29 nodos. Estos nodos determinan el punto de conexión de la demanda o la generación a la red de distribución definiendo la frontera del sistema. Las líneas de distribución que interconectan los nodos se encontrarían en el interior del sistema. Las líneas de distribución desde los nodos hasta las cargas finales o las redes de distribución de MT se encontrarían en el exterior del sistema.

---

<sup>1</sup> RD 1663/2000 – capítulo III artículo 9.3: *En la conexión de una instalación fotovoltaica, la variación de tensión provocada por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica no podrá ser superior al 5 por 100 y no deberá provocar, en ningún usuario de los conectados a la red, la superación de los límites indicados en el Reglamento electrotécnico para baja tensión.*

---



**Figura 4.1.** Red de distribución de referencia.

#### 4.2.2 Identificación de los agentes

Dentro del sistema red de distribución de BT cuatro son los agentes identificados:

- **Líneas:** Medio físico por el que circula la corriente, las líneas son las protagonistas de la mayor parte de las pérdidas variables en la red. Las líneas son las encargadas de conectar los nodos dentro del sistema.
- **Cargas:** Son los dispositivos consumidores de la corriente que circula por las líneas de las redes. Las cargas se conectan al sistema en los nodos frontera.
- **Transformadores:** Son los equipos encargados de adaptar los niveles de tensión del sistema eléctrico a los niveles mejor adecuados para su utilización. Dentro de la red de distribución del BT el transformador MT/BT se representa como el nodo 1.
- **GDp:** Sistemas de generación distribuida conectados en los puntos frontera de la red de distribución de BT y que cuentan con capacidad de alterar el flujo de potencia por esta red. Al igual que las cargas, las fuentes de generación se conectan al sistema en los nodos frontera.

En las redes de distribución de BT existen otros agentes como los sistemas de protección. Sin embargo estos agentes no son tomados en consideración al centrarse la problemática presentada en el estado estacionario de la red.

En el escenario presentado de la Figura 4.1, se identifican tantas líneas como nodos menos 1 existen en la red, por lo tanto se identifican 29 agentes tipo línea.

Respecto a los agentes tipo carga, se supone que en cada nodo se conecta una carga, por lo tanto se identifican tantas cargas como nodos consumidores sin tener en cuenta el nodo 1 que se identifica como el transformador. En el escenario presentado se identifican 25 cargas con las características de conexión (monofásico o trifásico) y ubicación en la red que se especifica en el Anexo B.

### 4.2.3 Clasificación de los agentes

Tras la identificación de los agentes integrantes del sistema, éstos se clasifican en función de su influencia o funcionalidad en el mismo. Así la clasificación que se realiza de los agentes identificados entre los niveles activo, pasivo y de control es:

- **Agente activo:** Dentro del sistema de red de distribución de BT y de la problemática a analizar, se clasifican los sistemas de GDp como agentes activos. La ubicación y el nivel de producción de estos dispositivos son los medios mediante los cuales se logrará la minimización de las pérdidas eléctricas y la maximización de los niveles de integración de la GDp.
- **Agente Pasivo:** Tanto las líneas/cables, cargas como el transformador se clasifican como agentes pasivos. Estos dispositivos no son gestionables en el escenario a optimizar y su estado permanece estacionario durante la búsqueda del punto de operación óptimo de la red.
- **Agente de control:** Al no abarcar el análisis de la problemática presentada la evolución en el tiempo del escenario, no se plantea la existencia ni de una estrategia de control ni de un agente de control. Las variables de control del proceso de optimización actuarán directamente sobre los agentes activos del sistema.

La Tabla 4.1, resume la clasificación de los agentes del sistema.

Tipo de Agente	Elemento
Agente Activo	GDp
Agente Pasivo	Líneas, cargas, transformador
Agente Control	No existe

**Tabla 4.1.** Clasificación de los agentes del sistema.

### 4.2.4 Identificación de las I/O de los agentes

Las señales de entrada y salida (I/O) de los agentes son todas de naturaleza eléctrica. Así para cada uno de los agentes identificados en el sistema se definen las siguientes entradas y salidas:

- Agentes activos GDp

Los agentes activos que representan las unidades de GDp tienen como señal de entrada la consigna de potencia activa (p.u.) a generar. Como salida proporcionan el valor de la potencia activa generada (p.u.), tal y como se aprecia en la Figura 4.2.

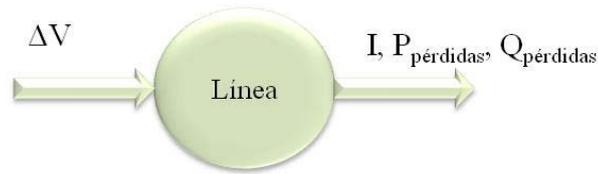


**Figura 4.2.** Entradas/salidas agente activo GDp.

- Agente pasivos líneas/cables

Los agentes pasivos que representan a las líneas tienen como señales de entrada la

diferencia de tensión entre sus extremos y sus salidas son la potencia activa y reactiva (p.u.) de pérdidas que consumen y la corriente (módulo y fase) que circula por ellas, tal y como se observa en la Figura 4.3.



**Figura 4.3.** Entradas/salidas agente pasivo línea.

- Agente pasivo transformador

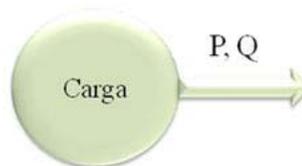
El agente pasivo que representa al transformador de MT/BT no tiene señales de entrada. Sus salidas son el módulo (p.u.) y fase de la tensión en el lado BT, que por definición se define como módulo = 1 y fase = 0, tal y como se aprecia en la Figura 4.4.



**Figura 4.4.** Entradas/salidas agente pasivo transformador.

- Agentes pasivos cargas

Los agentes pasivos que representan a las cargas no tienen señales de entrada. Sus salidas son la potencia activa y reactiva (p.u.) que consumen, tal y como se observa en la Figura 4.5.



**Figura 4.5.** Entradas/salidas agente pasivo carga.

#### 4.2.5 Identificación de la estrategia de control/variables de control

Dentro del sistema no se ha identificado ningún agente de control ni estrategia de control. La propia herramienta de optimización genera las señales de actuación directamente sobre los agentes activos. Estas señales son el nivel de potencia (kW) que deben generar los sistemas de GDp en cada nodo para un estado determinado del sistema. Por lo tanto existirán tantas variables de control como sistemas de generación se desee conectar a la red.

Un nivel de potencia igual a cero indicará que en el nodo en cuestión no es óptimo instalar un sistema de GDp. De este modo la señal de salida del algoritmo de optimización además de indicar el nivel óptimo de potencia a integrar también determina la ubicación óptima.

#### 4.2.6 Identificación de los límites de operación de los agentes

En esta etapa de aplicación de la metodología no se imponen limitaciones a las salidas de los agentes activos. Así el sistema que se modelará en la siguiente etapa permitirá analizar el sistema en situaciones extremas y reproducir las situaciones problemáticas que posteriormente y mediante las restricciones de la herramienta de optimización deberán evitarse.

### 4.3 Modelado

A continuación se desarrollan los pasos que integran la etapa de MODELADO de la metodología.

#### 4.3.1 Modelado de los agentes

Los objetivos a optimizar mediante la aplicación de las herramientas de optimización se limitan a magnitudes eléctricas del sistema por lo que el modelado de los agentes que integran el sistema se limitará a modelos eléctricos de las líneas, cargas, GDp y transformador.

##### a. Modelado de líneas

En los estudios del estado estacionario de la red, los modelos de líneas usualmente utilizados son, modelo  $\pi$ , modelo en V y modelo en T [EPS-95]. De los tres, el más utilizado en los análisis de los sistemas de potencia es el modelo  $\pi$ . La Figura 4.6 muestra una representación de este modelo.

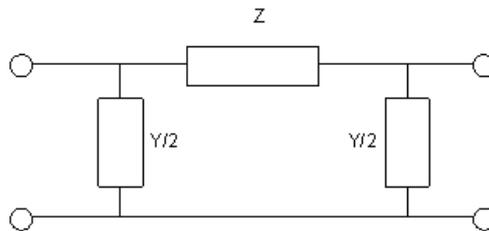


Figura 4.6. Modelo  $\pi$ .

Donde físicamente  $Z$  representa la impedancia serie de la línea mientras que  $Y$  representa la capacidad  $C$  y la conductancia  $G$  en paralelo (Ec. 4.1, Ec. 4.2):

$$Z = R + jL\omega \quad \text{Ec. 4.1}$$

$$Y = G + jC\omega \quad \text{Ec. 4.2}$$

Este modelo se simplifica despreciando el parámetro de la admitancia shunt,  $Y$ , en las líneas de distribución de distancias menores de 80 km y se utiliza el modelo simplificado (*short line*) donde sólo se representa la impedancia serie de la línea [FPT-89] [EPS-95], tal como muestra la Figura 4.7.

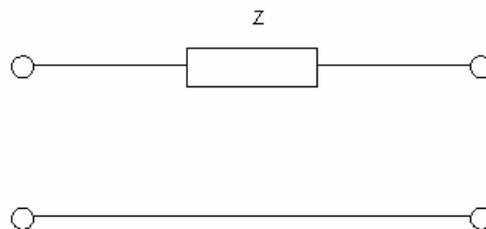


Figura 4.7. Modelo  $\pi$  simplificado.

Donde:

$$Z = R + jL\omega$$

Ec. 4.3

El modelo simplificado presentado anteriormente representaría una línea de distribución. Sin embargo el análisis de las redes de distribución de BT implica el desarrollo de un modelado trifásico de estas líneas así como del tipo de conexionado a tierra de las instalaciones. El modelo de conexionado considerado es de tipo TT, conexionado dominante en las instalaciones de BT de las redes de distribución nacionales. En este tipo de aterramiento, el neutro se conecta a una tierra llamada “Tierra de Servicio” y las masas de las cargas se conectan a otra tierra distinta de la anterior, llamada “Tierra de Protección”. La Figura 4.8 muestra el esquema de este tipo de conexión.

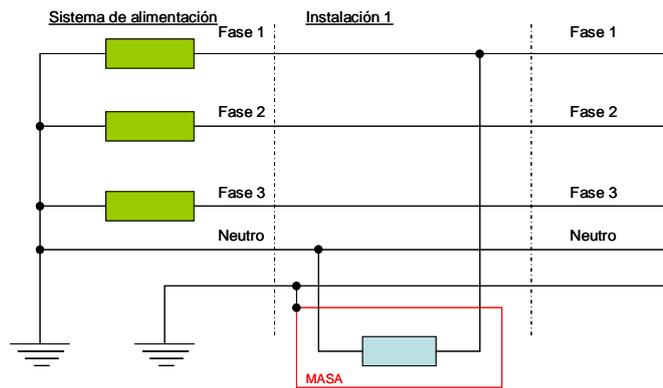


Figura 4.8. Esquema de conexión a tierra TT.

Así, el modelo simplificado de línea para una red de distribución trifásica se representa tal como muestra la Figura 4.9:

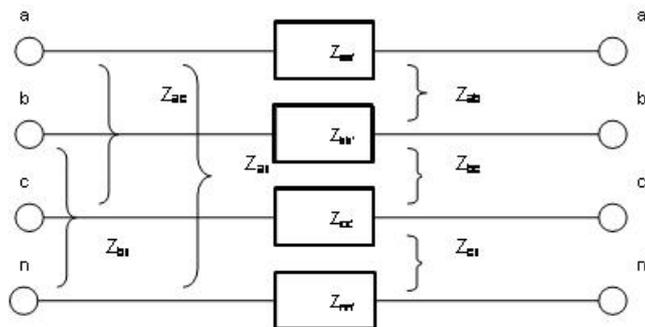


Figura 4.9. Modelo  $\pi$  trifásico simplificado.

Donde:

$Z_{ab}, Z_{ba}, Z_{ac}, Z_{ca}, Z_{bc}, Z_{cb}, Z_{na}, Z_{an}, Z_{bn}, Z_{nb}, Z_{nc}, Z_{cn}$ , son las impedancias mutuas entre fases y entre fase y neutro y  $Z_{aa'}, Z_{bb'}, Z_{cc'}, Z_{nn'}$  son las impedancias serie de la línea.

El modelo  $\pi$  trifásico simplificado es el utilizado para la representación del modelado de las líneas del sistema de distribución de BT, objeto de estudio.

b. Modelado de cargas

En las redes de distribución de BT existe una gran diversidad de cargas: motores de inducción, iluminación, calefacción, electrodomésticos, etc. Desde el punto de vista eléctrico, estas cargas son consumidores tanto de potencia activa como de reactiva. La proporción entre estos consumos se mide mediante el factor de potencia. Ambas potencias dependen de factores como la tensión, la frecuencia, la temperatura y el par, en el caso de los motores.

Dependiendo del tipo de estudio que se desee realizar, las cargas se modelan de forma diferente. Así, el estudio de su comportamiento dinámico requerirá de un modelo de carga que represente la potencia activa y reactiva en función de la frecuencia y de la tensión en los instantes anteriores y actuales [IEE-93]. Para realizar estudios estáticos, se requiere de un modelo de carga dependiente únicamente de la tensión y de la frecuencia en el instante del análisis. Entre los modelos estáticos de cargas, el modelo ZIP o polinomial engloba los modelos de impedancia constante, corriente constante y potencia constante al que puede añadirse la dependencia de la frecuencia como un término adicional (Ec. 4.4, Ec. 4.5).

Ec. 4.4

Ec. 4.5

Donde:

$$1 = a_4 + a_5 + a_6 + a_7 \quad \text{Ec. 4.6}$$

$$1 = a_0 + a_1 + a_2 + a_3 \quad \text{Ec. 4.7}$$

$$1 < npv \quad 1 < nqv \quad \text{Ec. 4.8}$$

$V_o$  representa la tensión nominal de la carga y  $P_o$ ,  $Q_o$  las potencias nominales a la tensión nominal. Los parámetros  $a$  representan los coeficientes del modelo y el factor de potencia de la carga. La frecuencia de la red es  $f$ ,  $f_o$  la frecuencia nominal y  $a_f$  representa la sensibilidad de la carga a las variaciones de la frecuencia. Los coeficientes  $npv$  y  $nqv$  se utilizan para modelar cargas con características mixtas que no son puramente cargas de potencia constante o corriente constante.

Casos particulares de las ecuaciones Ec. 4.6 y Ec. 4.7 son:

$$1 = a_0 = a_4 \quad P = P_o \quad Q = Q_o \quad \text{Carga Potencia Constante} \quad \text{Ec. 4.9}$$

$$1 = a_1 = a_5 \quad P = P_o \cdot (V/V_o) \quad Q = Q_o \cdot (V/V_o) \quad \text{Carga Corriente Constante} \quad \text{Ec. 4.10}$$

$$1 = a_2 = a_6 \quad P = P_o \cdot (V/V_o)^2 \quad Q = Q_o \cdot (V/V_o)^2 \quad \text{Carga Impedancia Constante} \quad \text{Ec. 4.11}$$

$$1 = a_3 = a_7 \quad P = P_o \cdot (V/V_o)^{npv} \quad Q = Q_o \cdot (V/V_o)^{nqv} \quad \text{Carga exponencial} \quad \text{Ec. 4.12}$$

En la investigación llevada a cabo en el presente trabajo de tesis se utilizarán los modelos de potencia constante para realizar el análisis del impacto de la integración de la GD.

c. Modelado de la GD

Al igual que ocurre con las cargas, el grado de detalle en el modelado de las unidades de GDp depende de la naturaleza del estudio que se desee realizar. Para la realización de los estudios en estado estacionario se utilizan modelos simplificados que permiten una reducción de los tiempos de cálculo manteniendo la precisión requerida por el estudio.

Las unidades de GDp se pueden definir como nodos PQ o nodos PV:

- **PQ:** se especifica la potencia  $S_i = P_i + jQ_i$  y se desconoce la tensión y el ángulo. El modelado es igual al de las cargas de potencia constante, con la única diferencia de que la corriente, es inyectada en la red en vez de ser consumida.
- **PV:** Se especifica la potencia  $P_i$  que se inyecta en la red y su tensión de operación. En caso de que el valor calculado de la potencia reactiva supere los límites de generación reactiva de la unidad, esta potencia reactiva de la unidad se coloca como límite y la unidad de generación pasa a actuar como un nodo PQ [APF-02].

En la investigación llevada a cabo en el presente trabajo de tesis se utilizarán los modelos de potencia constante (PQ), con demanda negativa, para el modelado de los sistemas de GDp.

d. Modelado del transformador

A diferencia de las redes de MT, en BT no se utilizan dispositivos de regulación de la tensión de suministro. El transformador de cabecera es tratado en vacío para poder suministrar, en carga, la tensión de alimentación a todos los usuarios dentro de los límites marcados por la normativa. Así, el modelo del transformador desarrollado corresponde al modelo de un nodo PV, donde la tensión inicial tendrá un valor de 1.0 p.u..

4.3.2 *Modelado de la interacción entre agentes (SISTEMA)*

Para analizar la interacción de los diferentes agentes identificados en la red de distribución de BT, es necesario desarrollar una herramienta que permita definir y analizar los valores de potencias activas, reactivas y perfiles de tensión en cada uno de los puntos de conexión de los agentes con la red. La herramienta que posibilita este análisis es el cálculo del flujo de potencias. Esencialmente, un cálculo del flujo de potencias, es el análisis en estado estacionario de la tensión y el intercambio de potencia en cada nodo del sistema a partir de unas condiciones de generación y carga dadas. Gracias a estos cálculos es posible conocer el estado de la red y determinar los puntos de posibles congestiones y de superación de los límites de seguridad. El método de cálculo de flujo de potencia más extendido en los análisis de estado estacionario de las redes de transporte, es el método Newton-Raphson (N-R) y sus variaciones, desacoplado y desacoplado rápido [REW-99].

La integración de los sistemas de GDg en las redes de distribución ha conducido a la aplicación de los algoritmos de flujo de potencias también en este tipo de redes. Sin embargo los algoritmos desarrollados para la resolución del cálculo de flujo de potencia en las redes de transporte no son directamente aplicables sobre las redes de distribución, las cuales se caracterizan por:

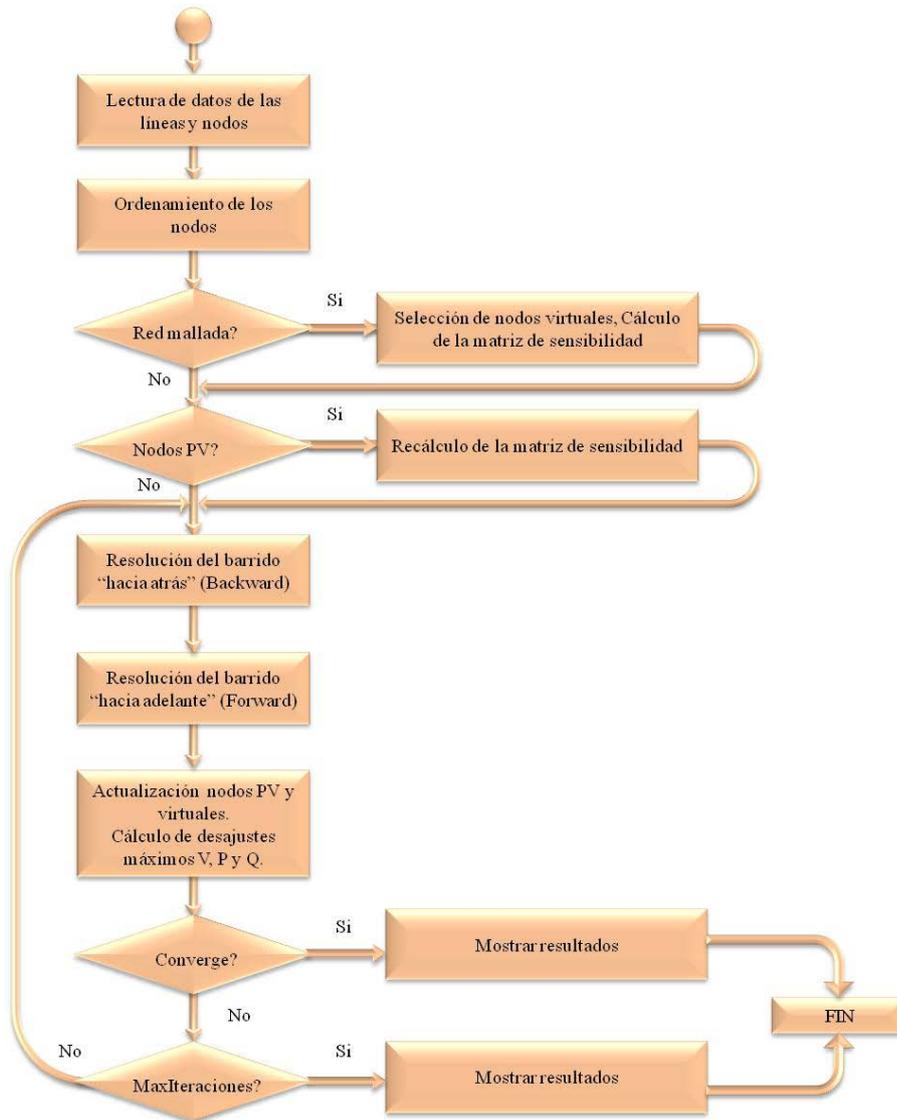
- Topología radial o débilmente mallada.
- Gran número de nodos y ramas.
- Alto ratio R/X.
- Existencia de cargas desequilibradas.

Esto ha conducido al desarrollo de diferentes versiones de los algoritmos convencionales para adaptarlos a las características de las redes de distribución. Estos algoritmos no requieren del desarrollo de complejas matrices que representen el sistema y aseguran unos tiempos de convergencia muy rápidos, lo cual facilita su utilización en posteriores estrategias de optimización de flujos de potencia [BFS-03] [APF-02] [LFM-06] [ZIM-95] [AIT-08]. Se trata de métodos iterativos basados en las leyes de Ohm y Kirchhoff, especialmente adaptados a redes radiales o débilmente malladas. La presencia de GD en las redes de distribución también se ha contemplado en estos métodos con modelos de generación de tipo PQ o PV [PFB-99] [TPF-02] [PFF-03] [DPF-06].

En esta tesis, se ha desarrollado una herramienta de cálculo de flujo de potencia basada en el método *Backward/Forward* [AIT-08] utilizando los modelos identificados en el paso 4.3.1-*Modelado de los agentes* para los elementos de la red. Esta herramienta es capaz de gestionar nodos PQ y PV en redes radiales o débilmente malladas. El desarrollo de este algoritmo de cálculo del flujo de potencia es una de las aportaciones originales de esta tesis.

Esta herramienta de cálculo consta de dos procesos: barrido “aguas arriba” (*Forward*) y “aguas abajo” (*Backward*). En el barrido aguas arriba se calculan las corrientes nodales recorriendo la red desde los nodos más inferiores hasta llegar al nodo fuente o *slack* y suponiendo previamente un perfil de tensiones. En el proceso aguas abajo se obtienen nuevos valores para las tensiones a partir de los valores de corriente calculados anteriormente y recorriendo la red en sentido inverso al anterior. Estos valores de tensión son los que se utilizarán en la siguiente iteración. Finalmente la convergencia se chequea en la tensión. Con los valores de tensión y corriente obtenidos se calcula el flujo de potencias del sistema (ver Anexo A).

La Figura 4.10 muestra la secuencia de cálculo del algoritmo *Backward/Forward* implementado.



**Figura 4.10.** Diagrama de flujo del algoritmo de cálculo de flujos de potencia *Backward/Forward*.

El criterio de convergencia seleccionado se basa en tres ecuaciones (Ec. 4.13, Ec. 4.14, Ec. 4.15) que deben cumplirse simultáneamente:

$$tol_{\Delta P} \geq \max(\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_{n+m-1}) \quad \text{Ec. 4.13}$$

$$tol_{\Delta Q} \geq \max(\Delta Q_1, \Delta Q_2, \dots, \Delta Q_n) \quad \text{Ec. 4.14}$$

$$tol_{\Delta V} \geq \max(\Delta V_1, \Delta V_2, \dots, \Delta V_m) \quad \text{Ec. 4.15}$$

Donde  $n$  es el número de nodos tipo PQ,  $m$  es el número de nodos tipo PV,  $\Delta P, \Delta Q, \Delta V$  son las diferencias de potencia activa y reactiva y tensión y:

$$tol_{\Delta P} : 1e-5$$

$$tol_{\Delta Q} : 1e-5$$

$$tol_{\Delta V} : 1e-5$$

#### Validación de la herramienta

En la Tabla 4.2 se muestra una comparativa de los resultados obtenidos para el cálculo de flujos de potencia con el algoritmo Newton-Raphson y el algoritmo *Backward/Forward*,

implementado durante el presente trabajo de tesis. La comparativa se ha realizado sobre una red radial de 200 nodos. La Tabla 4.2 muestra los datos sobre los tiempos de resolución, número de iteraciones y error en las pérdidas entre los métodos [AIT-08].

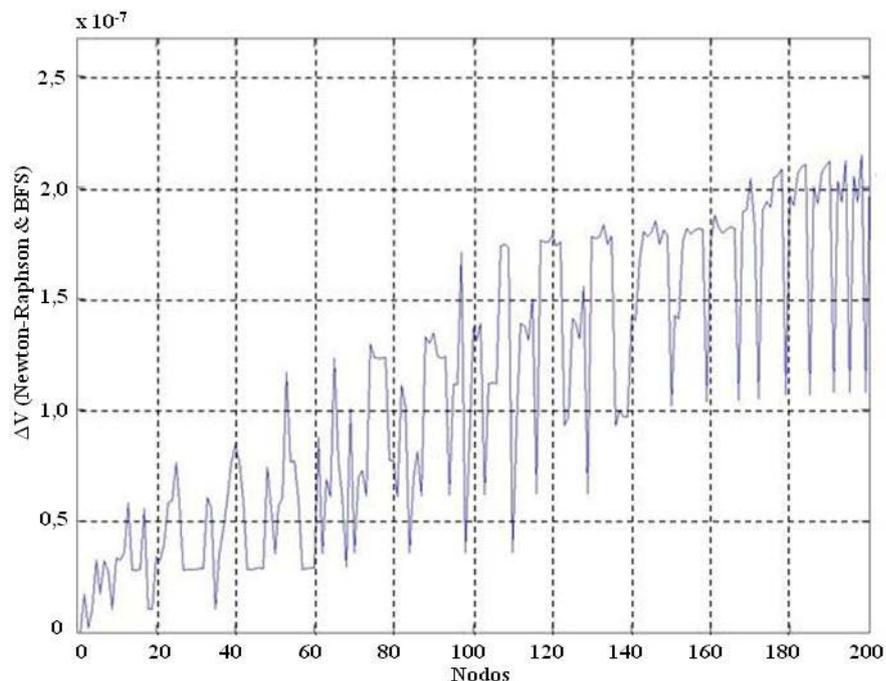
Algoritmo	Tiempo (seg)	Nº iteraciones	Error en las pérdidas %
<b>Newton-Raphson</b>	0,07	3	0
<b>Backward/forward</b>	0,03	3	< 0,0005

**Tabla 4.2.** Comparativa algoritmos de cálculo de flujo de potencia.

La Figura 4.11 muestra la diferencia, nodo a nodo, entre los valores de tensión calculados por los dos métodos. Puede observarse cómo el error está muy por debajo del valor utilizado como tolerancia ( $1e-5$ ) en ambos casos.

Debido a que no necesita la construcción ni la inversión de la matriz Jacobiana el método *Backward/Forward* consigue una reducción significativa del tiempo de cálculo respecto al método de Newton-Raphson, manteniendo unos niveles de error más que aceptables.

El posterior análisis de optimización del flujo de potencias, en el que se procede a una repetitiva invocación al método de cálculo de flujo de potencia impone como condición indispensable la rapidez en la resolución de estos cálculos lo que hace que el método *Backward/Forward* sea el seleccionado para realizar este estudio. La ampliación de este método de una configuración monofásica a trifásica se ha realizado sin tener que alterar el núcleo de cálculo del programa implementado. El método implementado incluye la posibilidad de integrar nodos PV en la red, aunque en la actualidad no es habitual la presencia de este tipo de nodos en las redes de distribución de BT.



**Figura 4.11.** Diferencia entre las tensión en los nodos calculados con Newton-Raphson y con *Backward/Forward*.

### 4.3.3 Reproducción de la problemática

Como se ha apuntado, la incorporación no coordinada de la GDp a las redes de distribución de BT puede tener un efecto negativo sobre las pérdidas en las líneas y el perfil de tensión a lo largo de la red. Con el objetivo de mostrar los efectos negativos de una integración no optimizada, a continuación se presenta un análisis de la influencia de la integración de la GDp sobre las pérdidas y la tensión de red sobre el escenario seleccionado.

Los análisis se han realizado simulando diferentes estados de la red, con diferentes ubicaciones y capacidades de generación de las unidades de GDp. Para identificar los diferentes estados de la red analizados, se han utilizado dos conceptos representativos del nivel de presencia de la GDp en las redes, el índice de dispersión y el índice de penetración.

- **Índice de dispersión (ID):** El número de nodos en los que existe GDp respecto al número de nodos en los que existe carga, es el aspecto utilizado para determinar el nivel de dispersión de la GDp en la red. Matemáticamente se representa de la siguiente manera.

---

Ec. 4.16

- **Índice de penetración (IP):** El concepto de nivel de penetración representa la relación entre la potencia total de GDp integrada en los nodos de la red y la potencia total demandada en los mismos nodos de la red en los que se ha realizado la integración. Matemáticamente se representa de la siguiente manera.

Ec. 4.17

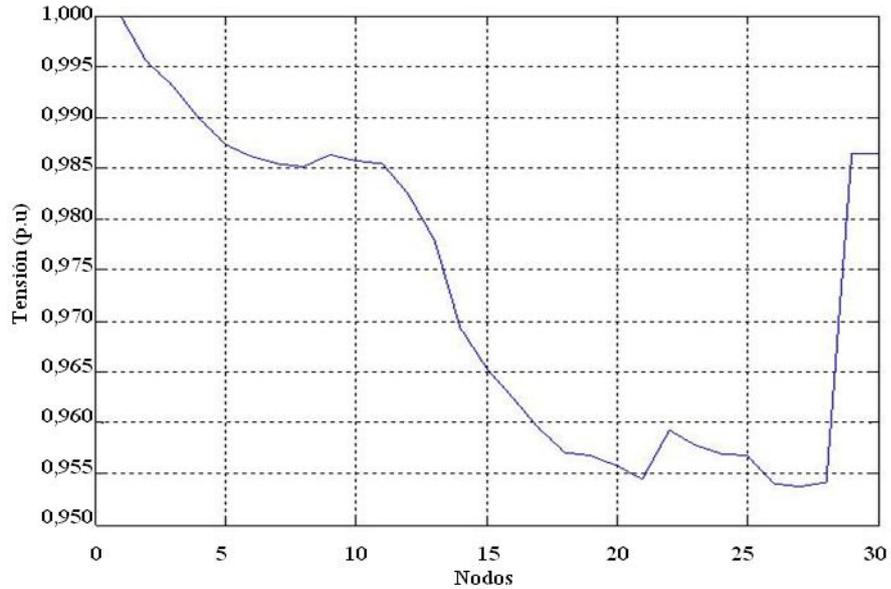
Donde:

$m$ : número de los nodos en los que se han integrado las unidades de GD.

: potencia activa (p.u.) generada por la GDp en el nodo  $i$ .

: potencia de carga (p.u.) de cada nodo  $i$ .

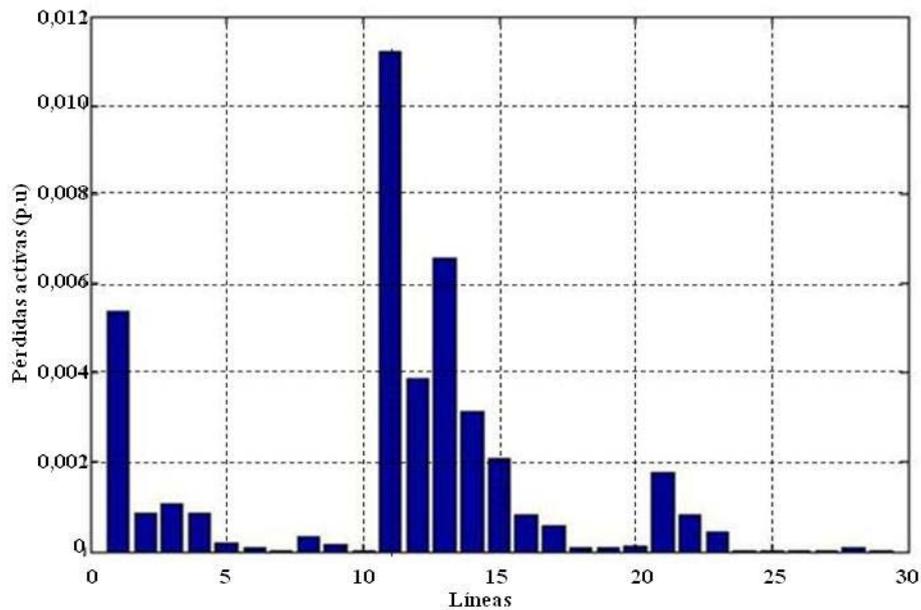
Como situación de referencia se tomará el estado de la red de la Figura 4.1 sin presencia de GDp y a demanda máxima. La Figura 4.12 muestra la situación inicial de la tensión en los nodos de la red sin presencia de GDp.



**Figura 4.12.** Perfil de tensión en p.u. sin GDp.

Puede apreciarse cómo el valor por unidad de la tensión disminuye a medida que los nodos están más alejados del alimentador o nodo *slack*. Los valores mínimos corresponden a los nodos 21, 26, 27 y 28 que son los nodos más alejados, con unos niveles cercanos al 95% del valor nominal. A pesar de que por cada nodo se tienen tres valores de tensión, únicamente se muestra el valor máximo en cada nodo para poder apreciar con más facilidad la evolución del perfil.

Por otro lado, la Figura 4.13 muestra las pérdidas en las líneas (el número de la línea es igual al número del nodo al que llega menos 1) presencia de GDp.



**Figura 4.13.** Pérdidas activas en las líneas.

Puede observarse cómo las mayores pérdidas se producen en la línea 11, línea que conecta el nodo 12 con el nodo 2, correspondiente con la rama con mayor nivel de corriente.

Las pérdidas totales ascienden a 0,04087 p.u..

A continuación se reproduce y analiza la problemática asociada a la integración no coordinada de la GDp en las redes de distribución de BT analizando la influencia de los índices de penetración y dispersión sobre el perfil de tensión en los nodos y las pérdidas en las redes de distribución.

a. Influencia de los índices de penetración y dispersión

▪ Caso 1:

En la Figura 4.14 se presenta la evolución del perfil de tensión en los diferentes nodos de la red a medida que se incrementa la potencia de generación de la unidad de GDp incorporada en el nodo 24. Esta selección se ha realizado de una manera totalmente aleatoria. El ID es del 4% y el IP varía de 0% a 200%. Las unidades de GDp operan con un factor de potencia unitario, es decir únicamente generan potencia activa.

Como puede apreciarse en Figura 4.14, la integración de la GDp en el nodo 24 provoca un aumento de la tensión tanto en el nodo 24 como en los nodos próximos a éste.

La Figura 4.15 muestra los niveles de tensión para el caso del ID 4% y unos valores de IP de 0% (rojo) y de 200% (azul). El incremento de tensión es debido a la disminución de la energía que se consume desde el nodo *slack*. Por lo tanto la corriente que circula por las líneas provoca una menor caída de tensión en las redes lo que conduce a un mayor nivel de tensión en el nodo donde se integra la GDp y los que tienen caminos comunes con el nodo 24 hasta el *slack*.

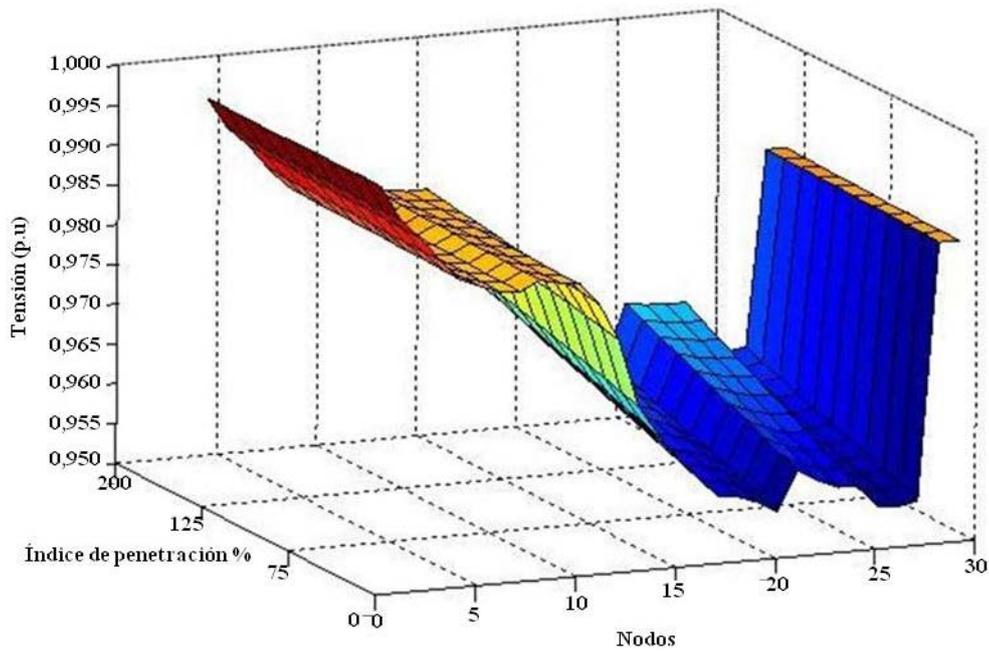


Figura 4.14. Perfil de tensión con ID 4%.

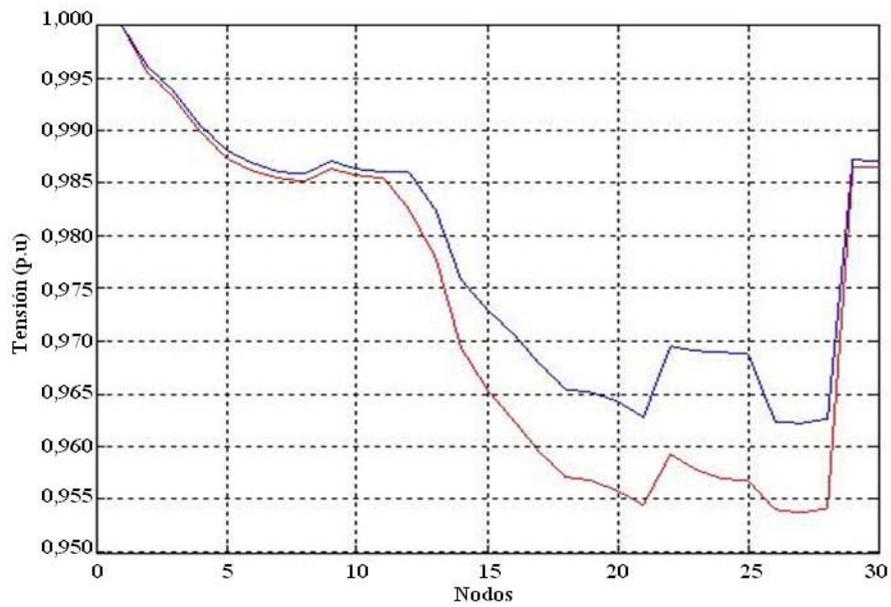


Figura 4.15. Perfil de tensión con ID 4%, IP 0% (rojo), IP 200% (azul).

Respecto a las pérdidas en las líneas, la Figura 4.16 muestra la evolución de las mismas en función de la evolución del nivel de penetración. Puede observarse cómo a medida que el IP de la GDp aumenta, las pérdidas en las líneas disminuyen. La disminución de la energía consumida del nodo *slack* y el aumento de la energía generada en el nodo de consumo provoca una evolución decreciente de las pérdidas.

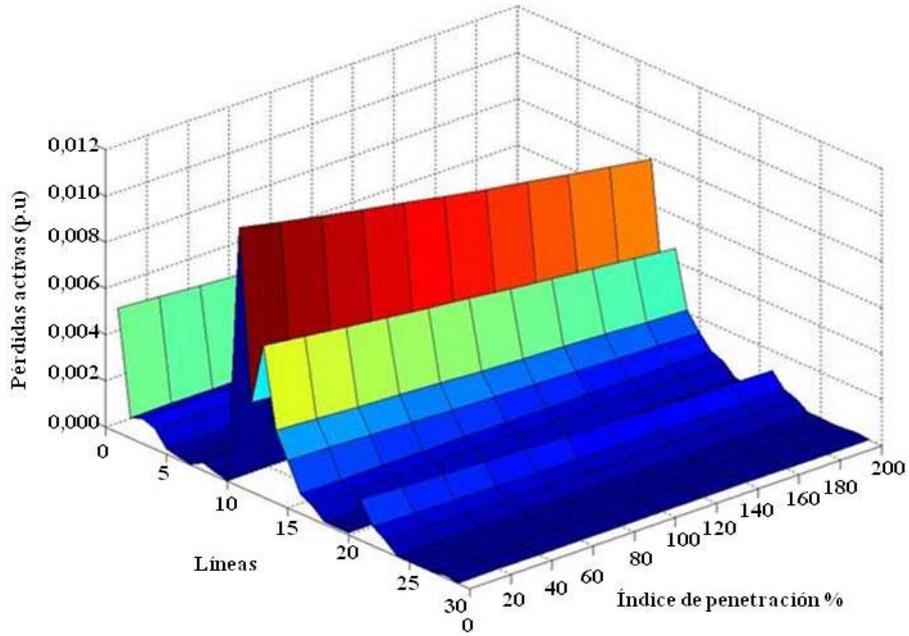


Figura 4.16. Pérdidas activas con ID 4%.

La Figura 4.17 muestra los valores de las pérdidas en las líneas para un valor de penetración de 0% (rojo) y un valor del 200% (azul).

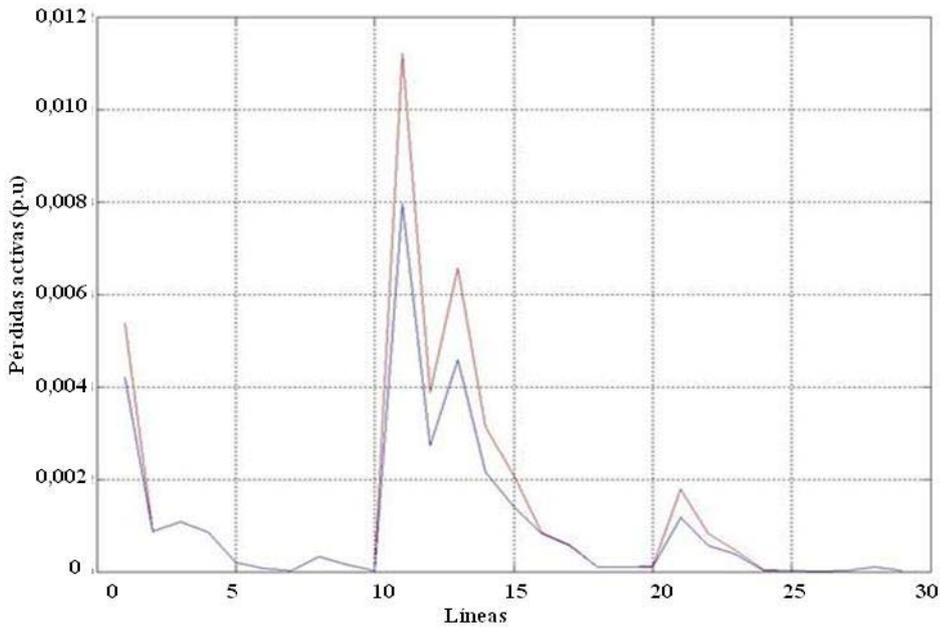


Figura 4.17. Pérdidas activas con ID 4%, IP 0% (rojo), IP 200% (azul).

▪ Caso 2:

La Figura 4.18 muestra la evolución de la tensión en p.u. en los nodos de la red cuando el ID es del 100%, es decir, que existe GDp en todos los nodos de la red en los que existe carga. Puede apreciarse cómo al integrar unidades de GDp en todos los nodos con carga, la tensión en los mismos se incrementa. En una primera fase, mientras los niveles de generación se aproximan a los niveles de carga (índice de penetración de 0% a 100%) la corriente que circula por las líneas disminuye lo que disminuye la caída de tensión en las líneas y por lo

tanto la tensión en los nodos se incrementa. En una segunda fase, cuando la generación supera la demanda (índice de penetración de 100% a 200%) la energía fluye de los nodos hacia el nodo *slack* y como la tensión de éste es fija, impuesta por la red de MT a la que se conecta la red de BT, la tensión en los nodos se incrementa por encima del nivel de tensión del nodo *slack*.

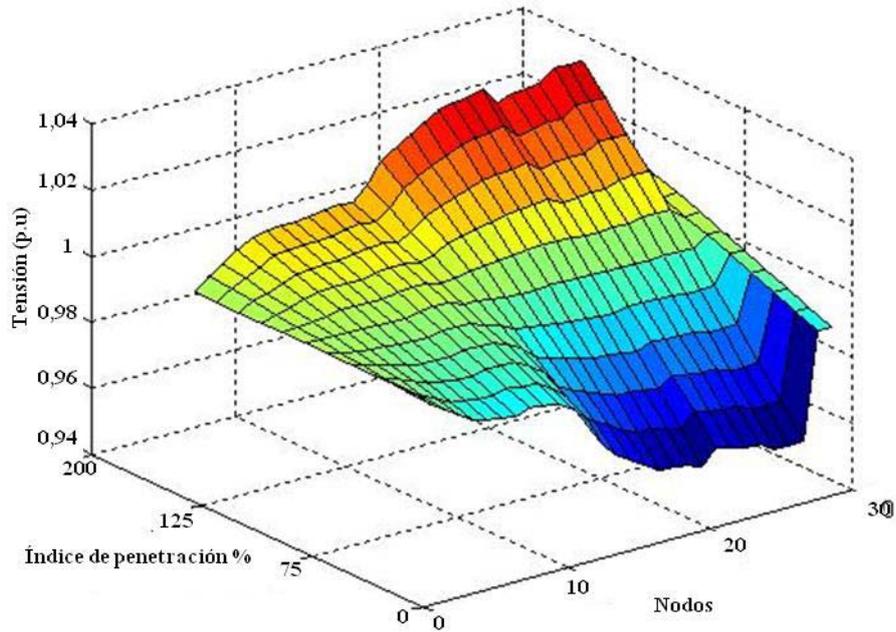


Figura 4.18. Perfil de tensión con ID 100%.

La Figura 4.19 muestra los niveles de tensión para el caso de un ID del 100% y unos valores de IP de 0% (rojo) y de 200% (azul).

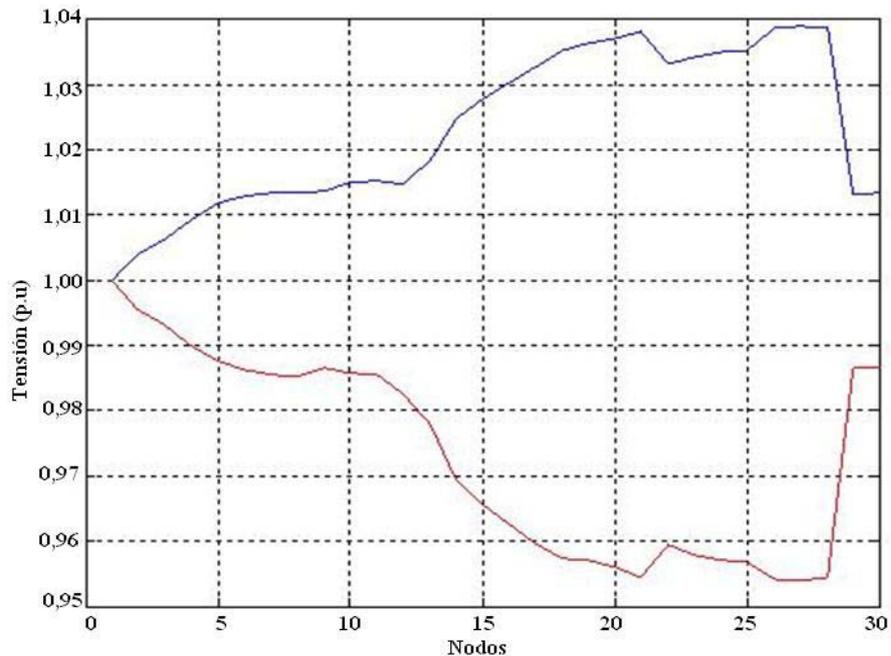


Figura 4.19. Perfil de tensión con ID 100%, IP 0% (rojo), IP 200% (azul).

En lo que se refiere a las pérdidas activas en las líneas, la Figura 4.20 muestra su

evolución en función del IP en cada una de las líneas de la red. Puede apreciarse cómo en una primera fase (índice de penetración de 0% a 100%), las pérdidas disminuyen a medida que el IP aumenta. Sin embargo cuando la generación supera a la demanda, la corriente por las líneas vuelve a aumentar aumentando las pérdidas en las líneas.

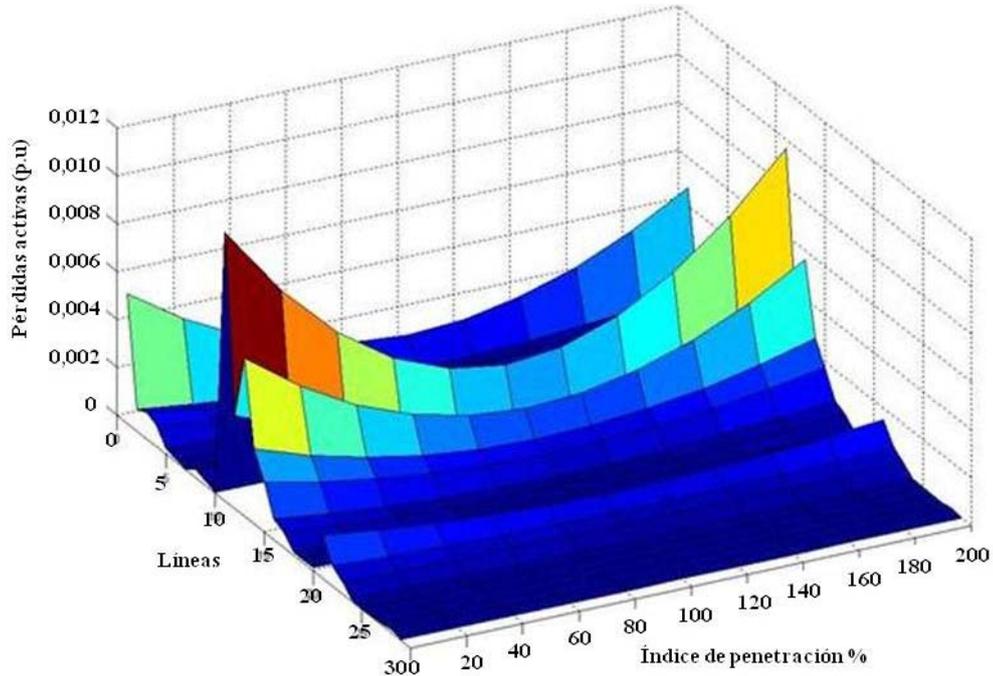


Figura 4.20. Pérdidas activas con ID 100%.

En la Figura 4.21 pueden apreciarse los valores de las pérdidas activas en las líneas para un valor de penetración del 0% (rojo) y un valor del 200% (azul). Puede observarse cómo las pérdidas con un IP de 200% son prácticamente similares al escenario de un IP de 0%, pero en el caso de un IP del 200% son las unidades de GDp las que proveen de energía a la red.

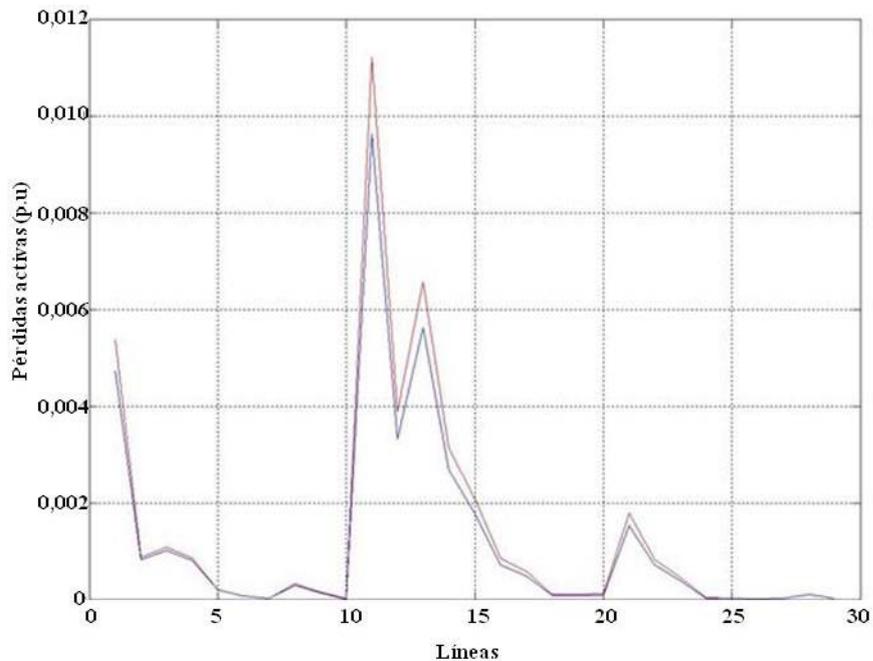
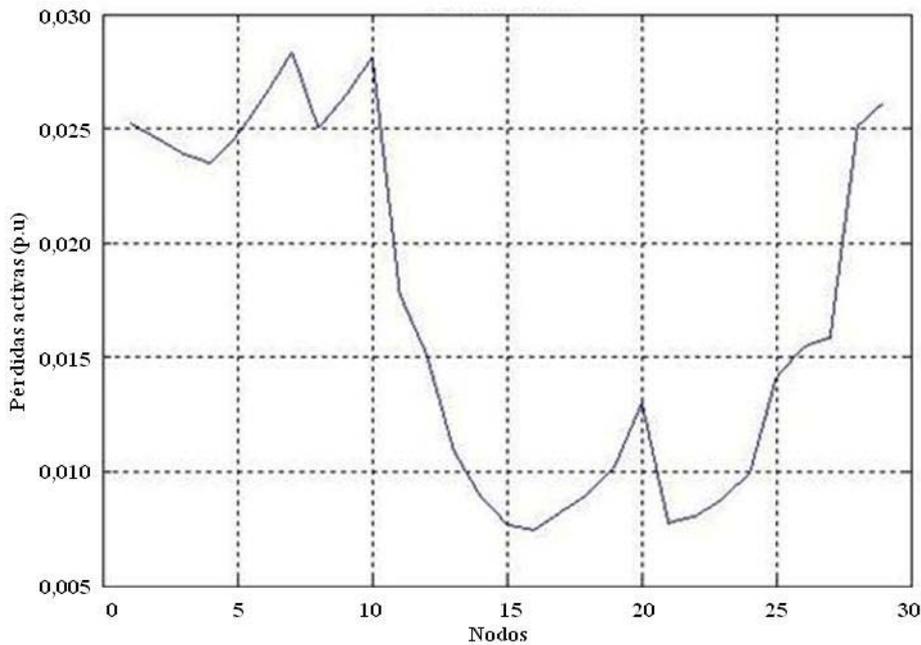


Figura 4.21. Pérdidas activas con ID 100%, IP 0% (rojo), IP 200% (azul).

En el Anexo C se presentan las gráficas para índices de dispersión del 25%, 50% y 75%.

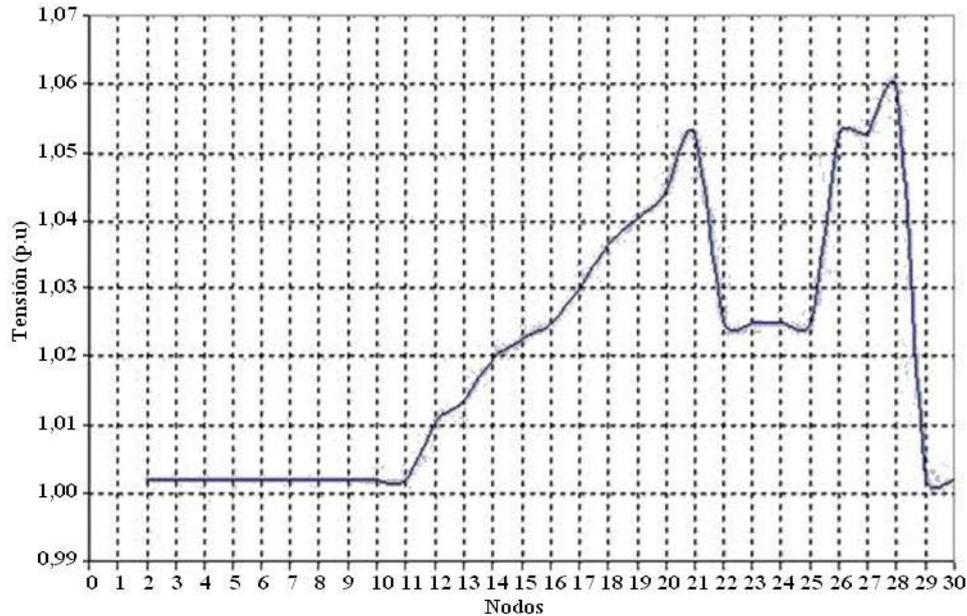
b. Influencia de la ubicación

Además de los índices de penetración y de los índices de dispersión, la ubicación de la generación distribuida para un nivel de penetración y dispersión determinado influye de forma relevante sobre el nivel de pérdidas y en los perfiles de tensión en la red. La Figura 4.22 muestra la evolución de las pérdidas en la red con un ID del 4%. Solo existe un nodo con GDp, y un IP del 50% que es el límite máximo de integración de GDp en las redes de BT marcado por la reglamentación vigente española (OM 5/9/85, RD 1663/2000). Se cambia la ubicación de la GDp, desde el nodo 2 al nodo 30 y se observa el valor de las pérdidas totales en la red.



**Figura 4.22.** Pérdidas activas totales con ID 4% e IP 50% para diferentes ubicaciones de la GDp.

Puede observarse que las pérdidas mínimas se obtienen cuando la generación se integra en los nodos 17 ó 22 ( $7.4551e-003$ ,  $7.79284e-003$ ). En los casos en los que se integra el mismo nivel de generación pero en los nodos 8 ó 11 las pérdidas se multiplican por 4 ( $2.8337e-002$ ,  $2.8125e-002$ ). Este hecho pone de manifiesto la importancia tanto de los índices de penetración y dispersión como de la ubicación de la integración de las unidades de GDp. Esta circunstancia también se pone de manifiesto en la Figura 4.23. En esta figura se muestra la evolución de la tensión en cada nodo de la red en el caso en el que la demanda en la red es mínima, el IP es del 50% y el ID es del 4%. Toda la generación se incorpora en el nodo 28 de la red. Puede observarse que la tensión supera en más de un 5% su valor nominal, un valor que está por encima de lo permitido por la normativa [RDL-00].



**Figura 4.23.** Perfil de tensión con ID 4% e IP 50%, caso de demanda mínima.

### c. Conclusiones

Los resultados de las simulaciones realizadas con el modelo del sistema desarrollado han permitido reproducir la problemática identificada en la primera etapa de la metodología. Las simulaciones muestran el impacto tanto sobre el perfil de tensión de la red como sobre las pérdidas en las líneas que tiene la incorporación de la GDp.

Se verifica cómo las pérdidas en las líneas de la red evoluciona en forma de “U” a medida que evoluciona el índice de penetración de la GDp, decreciendo a medida que los niveles de generación se acercan a los niveles de consumo en los nodos en los que se integran y volviendo a incrementarse a medida que los niveles de generación superan los niveles de consumo. El mínimo alcanzable depende del nivel de simultaneidad entre el nivel de consumo y el nivel de generación. Este nivel de simultaneidad determina el nivel mínimo de las pérdidas alcanzable así como la velocidad de reducción o incremento de las pérdidas, estrechando o ensanchando la forma de la “U”. Así, si la producción de las unidades de GDp en cada instante se adaptase a la energía que se consume en cada nodo, las pérdidas en las líneas de la red serían mínimas. Cuanto menor sea el grado de simultaneidad entre la producción local y la demanda, menor será la reducción de las pérdidas en la red.

De manera similar, los resultados obtenidos muestran que la incorporación de la GDp en las redes provoca un aumento del perfil de tensión en la red. Dependiendo del nivel de simultaneidad entre la generación y el consumo, la integración de la GDp en las redes de BT puede provocar que el perfil de tensión supere los niveles marcados por la normativa ( $\pm 5\%$  del valor nominal para el caso de los sistemas fotovoltaicos) [RDL-00].

Además del nivel de simultaneidad y los índices de penetración y dispersión, la ubicación de las GDp en las redes impacta de manera relevante sobre el perfil de tensión y las pérdidas en las redes. Tal y como se observa en los resultados de las simulaciones representados de la Figura 4.15 a la Figura 4.23, para cada topología y escenario de consumo existe una ubicación y dimensionado de la GDp que logra minimizar las pérdidas. Para líneas con pocas ramificaciones, 1 ó 2 derivaciones, la ubicación y dimensionado puede

determinarse de forma intuitiva, sin necesidad de recurrir a complejos cálculos. Sin embargo cuando la topología de la red es más compleja, con presencia de cargas desequilibradas y con varias ramificaciones, es necesario recurrir a algoritmos matemáticos que proporcionen una indicación de la ubicación y dimensionado óptimo de la GDp con el objetivo de minimizar las pérdidas en la red. Esta fase es la que se desarrollará en la última etapa de la metodología.

#### 4.4 Optimización

A continuación se desarrollan los pasos que integran la etapa de CARACTERIZACIÓN de la metodología.

##### 4.4.1 Definición de función objetivo/restricciones/operación

El primer paso a realizar en la etapa de optimización es la identificación de los términos de la función objetivo, las restricciones y los parámetros de operación de la optimización, el periodo de resolución y evaluación.

##### a. Función objetivo

La función objetivo utiliza como variables de control, para alcanzar el óptimo, los niveles de potencia activa de las unidades de GDp a conectar en los nodos de la red.

- Variables de control:

Donde:

$P_{DG}^j(i)$ : consigna de potencia activa (p.u.) de la unidades de GDp a conectar en el nodo  $i$  de la fase  $j$ .

$j$ : 1, 2, 3  $\rightarrow$  fases de las red trifásica.

$i$ : 1, ...,  $n$   $\rightarrow$  número de nodo.

Como se ha indicado en el paso 4.2.5-*Identificación de la estrategia de control/variables de control*, estas variables, además de indicar el nivel óptimo de generación para las unidades de GDp también señalan la ubicación óptima de dichas unidades al asignar un nivel de potencia igual a cero para los nodos donde no es óptimo conectar la GDp.

Respecto a las variables de estado de la función objetivo, las tensiones (módulos y fases) en los nodos y corrientes y potencia en las líneas de la red, conforman las variables de estado de la función objetivo.

- Tensiones complejas en los nodos:
- Corrientes complejas en las líneas:
- Potencias complejas en las líneas:

Donde:

$k$ : 1, ...,  $m$   $\rightarrow$  número de línea.

El objetivo de la optimización es minimizar las pérdidas de potencia en las líneas de la

red. Así, la formulación de la función objetivo se representa como la suma de la componente activa de las pérdidas en las líneas.

**Ec. 4.18**

siendo las pérdidas totales:

$$P_{perd\ total} = P^1_{perd} + P^2_{perd} + P^3_{perd} + P^{Neutro}_{perd} \quad \text{Ec. 4.19}$$

Donde:

$$P^1_{perd} = P^1_{slack} + \sum_{i=1}^{i=N} P^1_{DG}(i) - \sum_{n=1}^{n=N} P^1_{carga}(n) \quad \text{Ec. 4.20a}$$

$$P^2_{perd} = P^2_{slack} + \sum_{i=1}^{i=N} P^2_{DG}(i) - \sum_{n=1}^{n=N} P^2_{carga}(n) \quad \text{Ec. 4.21b}$$

$$P^3_{perd} = P^3_{slack} + \sum_{i=1}^{i=N} P^3_{DG}(i) - \sum_{n=1}^{n=N} P^3_{carga}(n) \quad \text{Ec. 4.22c}$$

$P^j_{slack}$  : Potencia activa (p.u.) de la fase j del nodo de referencia, el nodo de cabecera de la red.

$\sum_{n=1}^{n=N} P^j_{carga}(n)$  : Suma de las potencias de carga (p.u.) por la fase j de cada nodo. Siendo  $N$  el número total de nodos de la red. En esta fase de la investigación las unidades de generación únicamente generan potencia activa.

$\sum_{i=1}^{i=N} P^j_{DG}(i)$  : Suma de la potencia activa (p.u.) por la fase j generada por la GD en cada nodo.

$P^j_{perd}$  : Pérdidas totales (p.u.) por la fase j.

$P^{Neutro}_{perd}$  : Pérdidas totales (p.u.) por el neutro.

#### b. Restricciones

Las restricciones de la optimización marcan los límites de excursión tanto de las variables de control de la optimización como de las variables de estado del sistema. Las restricciones impuestas a la búsqueda de la solución óptima son:

- Límites para las potencias que pueden generar las unidades de GDp

Para asegurar que no se supera la limitación térmica de las líneas, se establece que la potencia máxima por fase que genera cada una de las unidades de GDp no puede superar la potencia de la carga por fase conectada al nodo donde se encuentra la unidad de GDp. Además, la potencia generada no podrá ser nunca positiva, es decir que las unidades de GDp

no podrán actuar como cargas que consumen potencia de la red. La formulación de esta restricción se representa tal como se muestra a continuación:

**Ec. 4.23**

Donde:

$P^j(i)$  : Potencia activa (p.u) consumida por la carga del nodo  $i$  por la fase  $j$ .

- Límite para la potencia total generada

Esta restricción determina la potencia total generada por el conjunto de las unidades de GDp. Dependiendo del nivel de integración que se desee analizar esta restricción puede limitarse a diferentes porcentajes de integración, 50%, 75% o 100% del total de potencia consumida por las cargas conectadas en los distintos nodos. La formulación de esta restricción se representa tal como se muestra a continuación:

**Ec. 4.24**

- Limitación del número de unidades de GDp

Esta restricción limita la conexión de unidades de GDp a los nodos en los que exista carga.

**Ec. 4.25**

- Límites para las tensiones en los nodos de la red

Durante la búsqueda de la solución óptima al problema de optimización, los niveles de tensión deben mantenerse dentro de los límites marcados por el RD 1663/2000 (capítulo III-Artículo 9.3) [RDL-00]. Estas restricciones responden a las formulaciones matemáticas, por cada fase, siguientes:

- Limitación tensión máxima por fase:

**Ec. 4.26**

- Limitación tensión mínima por fase:

**Ec. 4.27**

Donde:

$V_{min}(i)$ : valor mínimo de la tensión (p.u.) en el nodo  $i$ .

$V_{max}(i)$ : valor máximo de la tensión (p.u.) en el nodo  $i$ .

$V(i)$ : valor de la tensión (p.u.) en el nodo  $i$ .

Donde  $V_{min}$  tiene un valor de 0,95 p.u. y  $V_{max}$  de 1,05 p.u.. El término  $V(i)$  representa la evolución de la tensión en relación al nivel de potencia inyectada por la GDp. Para representar matemáticamente esta relación se ha desarrollado un análisis de sensibilidad mediante el uso de la herramienta de cálculo de flujo de potencias. Este análisis proporciona los coeficientes de evolución de la tensión respecto al nivel de potencia inyectado por la GDp. Así, la representación matemática final de la restricción de tensión máxima y mínima quedan representadas como:

- Límite de excursión máxima por fase:

Ec. 4.28

- Límite de excursión mínima por fase:

Ec. 4.29

Donde:

$\mu(i)$ : representa la dependencia del nivel de tensión en el nodo  $i$  respecto a la potencia inyectada en el nodo  $i$ .

$\mu(l,i)$ : representa la dependencia del nivel de tensión en el nodo  $i$  respecto a la potencia inyectada en el nodo  $j$ .

$\beta(i)$ : hace referencia al valor inicial de tensión en el nodo  $i$  sin generación conectada.

El desarrollo del análisis de sensibilidad y cálculo de los parámetros de dependencia e interdependencia se muestra en el Anexo D.

#### c. Operación del sistema

El modo de operación de la optimización en el escenario analizado es estático. En efecto, la optimización se alcanza para un estado e instante determinado del sistema. En consecuencia no existe el concepto de periodo de evaluación.

La aplicación de la optimización para el caso estudiado, se centra en el análisis *offline* del sistema, por lo que el periodo de resolución no representa una limitación para la posterior selección del algoritmo de optimización.

#### 4.4.2 Selección del algoritmo de optimización

Las ecuaciones que modelan el comportamiento en régimen estacionario del sistema son conocidas y tanto la función objetivo como las restricciones son continuas, por lo que para la resolución del problema es posible utilizar un método numérico acelerando la convergencia con respecto a un heurístico tradicional. Cabe destacar, que el cálculo implica llamadas iterativas al algoritmo de flujo de potencias por lo que la velocidad de convergencia del mismo es un factor importante para obtener una rápida solución del problema.

El núcleo del método de optimización seleccionado es la función *fmincon* disponible en

la Optimization Toolbox de Matlab. Esta función busca el valor mínimo de una función escalar de varias variables en problemas de optimización donde los valores de las variables de control a optimizar están condicionados por una o varias restricciones. Estas restricciones pueden tener forma de ecuación o de inecuación y sus valores iniciales son fijados de antemano. La función *fmincon* permite la optimización de problemas con funciones objetivo y restricciones lineales y no lineales [MAT-07].

#### 4.4.3 Aplicación del algoritmo de optimización

El método de optimización seleccionado utiliza como núcleo de cálculo el algoritmo de flujo de potencia descrito en 4.3.2-Modelado de la interacción entre agentes el cual es llamado por un proceso de optimización externo. Este método elabora sucesivamente puntos de entrada al programa de flujo de potencia, orientándolo hacia las soluciones que minimizan la función objetivo. El diagrama de flujo de la Figura 4.24 muestra la secuencia de operación del proceso de optimización.

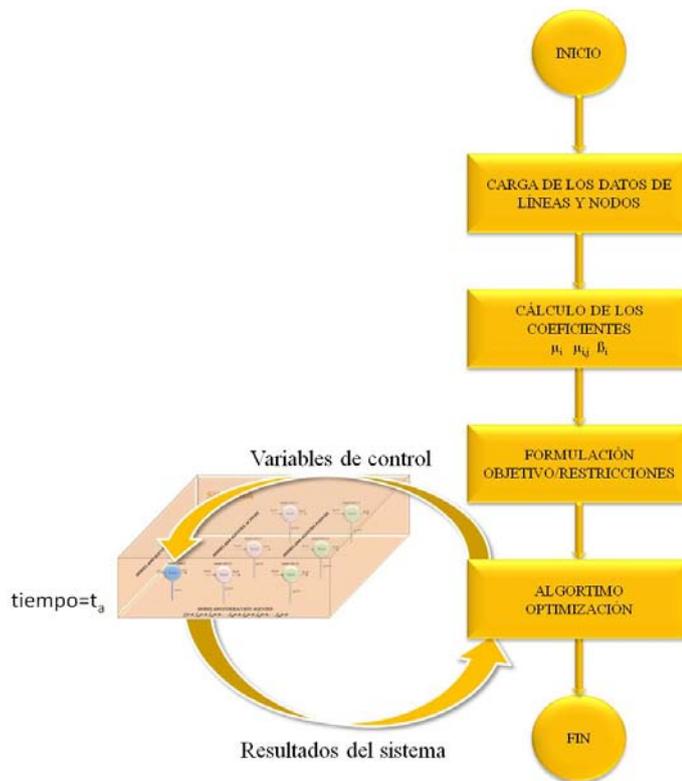


Figura 4.24. Diagrama secuencial de optimización de la GD.

El proceso se inicia con la carga de los datos sobre impedancias por fase de las líneas, las uniones de los nodos y las potencias de carga por fase en cada nodo. Seguidamente se calculan los parámetros de dependencia e interdependencia de tensión que relacionan las tensiones en los nodos con los niveles de potencia de la GDp mediante la ejecución automática de la herramienta de cálculo de flujo de potencias. Antes de invocar a la herramienta de optimización se implementa la formulación de las restricciones y como función objetivo se utiliza la llamada al algoritmo de cálculo de flujo de potencia, que una vez realizada su resolución proporciona el valor de las pérdidas totales en la red.

La invocación al algoritmo de optimización se realiza según el formato de la función *fmincon*:

$$x = \text{fmincon}(\text{fun}, x0, A, b, Aeq, beq, lb, ub, \text{nonlcon}) \quad \text{Ec. 4.30}$$

Donde:

$x$ : vector de resultados de los valores de la potencia activa (p.u.) por fase de las unidades de GDp integradas en la red.

$\text{fun}$ : función objetivo a optimizar (integra la herramienta de cálculo de flujo de potencias y la ecuación de pérdidas totales en la red).

$x0$ : valor inicial de la potencia activa (p.u.) por fase de las unidades de GDp integradas en la red.

$A$ : matriz de restricciones de inecuación.

$$A.x \leq b$$

$Aeq$ : matriz de restricciones de igualdad.

$$Aeq.x = beq$$

$ub$ : límite superior de las variables  $x$ .

$lb$ : límite inferior de las variables  $x$ .

$\text{nonlcon}$ : es la función que contiene las restricciones no lineales de ecuación ( $c(x) = 0$ ) y de inecuación ( $c(x) \leq 0$ ). Se considera  $10^{-06}$  como valor de tolerancia de finalización de la función objetivo.

El algoritmo de optimización realiza llamadas iterativas a la herramienta de cálculo de flujo de potencias hasta alcanzar la solución óptima, momento en el que finaliza la aplicación del algoritmo de optimización.

#### 4.5 Análisis de resultados

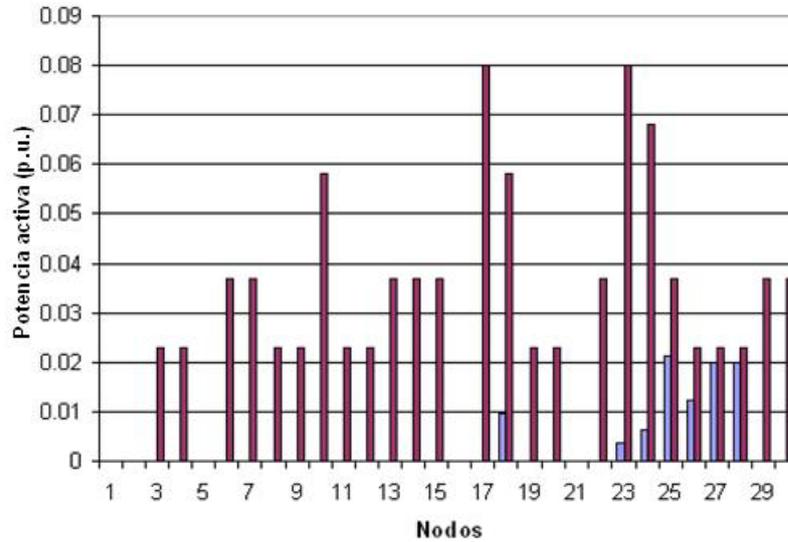
Para analizar la aplicación del algoritmo de optimización se realiza un análisis en simulación de diferentes escenarios, donde se va alterando el IP desde el 10% al 100%.

El análisis se ha realizado sobre el escenario presentado en la Figura 4.1. Se realizan las simulaciones para el supuesto en el que todos los nodos que consumen lo hacen con un nivel de demanda máxima, es decir la red se encuentra en el pico de demanda. De este modo el algoritmo de optimización opera sobre el escenario de máximas pérdidas posibles. Los resultados obtenidos muestran los valores máximos de GDp que podrán integrarse en la red cumpliendo con las restricciones del sistema. Los resultados de la aplicación de la herramienta de optimización se analizan para diferentes niveles máximos de potencia total generada por las unidades de GDp: 1) Caso 1: 10% de la demanda en la red, 2) Caso 2: 50% de la demanda en la red, 3) Caso 3: 75% de la demanda en la red y 4) Caso 4: 100% de la demanda en la red.

- Caso 1: 10% de la demanda en la red.

La Figura 4.25 muestra la ubicación y capacidad de generación de las unidades de GDp para un escenario de IP del 10%. Puede observarse cómo el algoritmo de optimización detecta

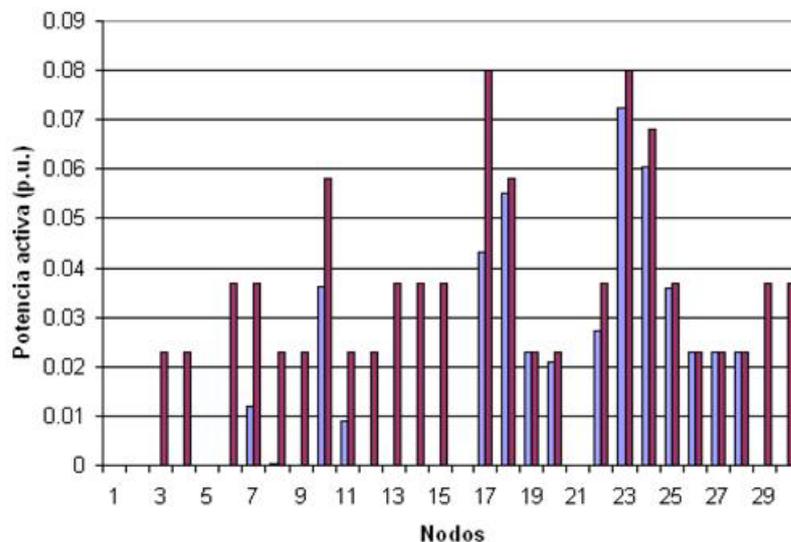
los nodos que mayor efecto tienen sobre las pérdidas en la red, nodos 28, 27, 25 y en menor medida 26, 18, 24 y 23. Los resultados por fase se presentan en el Anexo E.



**Figura 4.25.** Demanda de potencia activa en cada nodo (rojo), potencia distribuida integrada en cada nodo (azul), límite máximo de integración del 10% de la demanda total.

- Caso 2: 50% de la demanda en la red.

La Figura 4.26 muestra la ubicación y capacidad de generación de las unidades de GDp que consiguen una minimización de las pérdidas en la red. Puede observarse cómo la integración de la GDp al 50% de la demanda existente conduce a la priorización de unos nodos sobre otros para realizar la integración. Puede observarse cómo los nodos con mayor nivel de carga permiten un mayor nivel de integración. Sin embargo, se aprecia que cubrir toda la demanda en estos nodos no asegura el mínimo de pérdidas en la red. Así, en los nodos de mayor consumo 17, 23, 24, 18 y 10, la GDp no alcanza el valor de la demanda. Destacan los nodos 17 y 10, en los que a pesar de su alto nivel de demanda, la capacidad de generación apenas sobrepasa el 50% de la carga. Cabe reseñar que a pesar de tener un alto nivel de demanda, los nodos 29 y 30, que además son nodos terminales, no integran GDp.

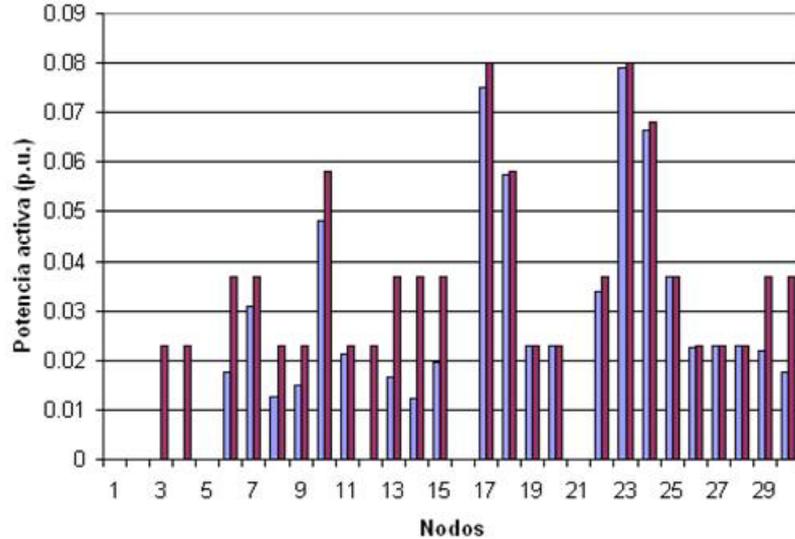


**Figura 4.26.** Demanda de potencia activa en cada nodo (rojo), potencia distribuida integrada en cada nodo (azul), límite máximo de integración del 50% de la demanda total.

Estos resultados muestran que además del nivel de carga de los nodos, aspectos como la topología de la red, la distribución de las cargas en cada fase y por supuesto las impedancias de las líneas tienen un peso muy importante a la hora de ubicar y dimensionar la GDp para minimizar las pérdidas.

- Caso 3: 75% de la demanda en la red.

La Figura 4.27 muestra los resultados para un nivel de integración del 75%.

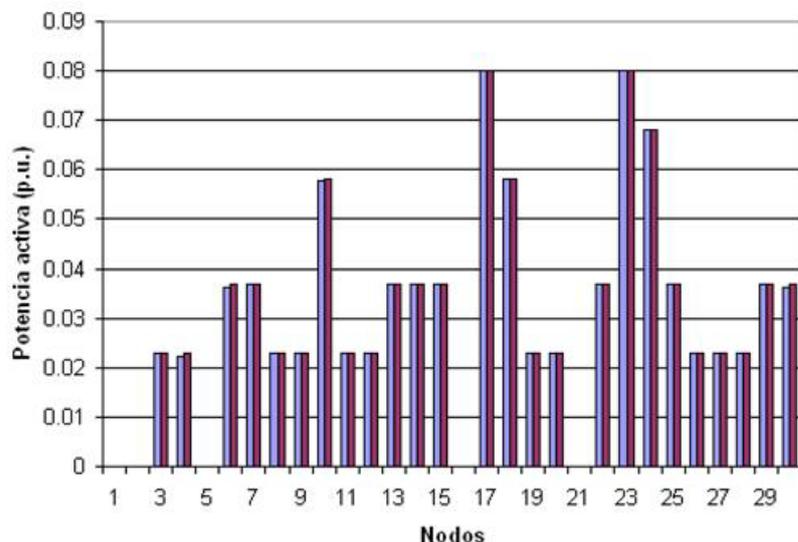


**Figura 4.27.** Demanda de potencia activa en cada nodo (rojo), potencia distribuida integrada en cada nodo (azul), límite máximo de integración del 75% de la demanda total.

Puede observarse cómo al aumentar el límite de integración de la GDp, aparece GDp en los nodos 29 y 30. También podemos apreciar cómo los nodos 3, 4 y 12 siguen sin presentar interés para disminuir las pérdidas en la red.

- Caso 4: 100% de la demanda en la red.

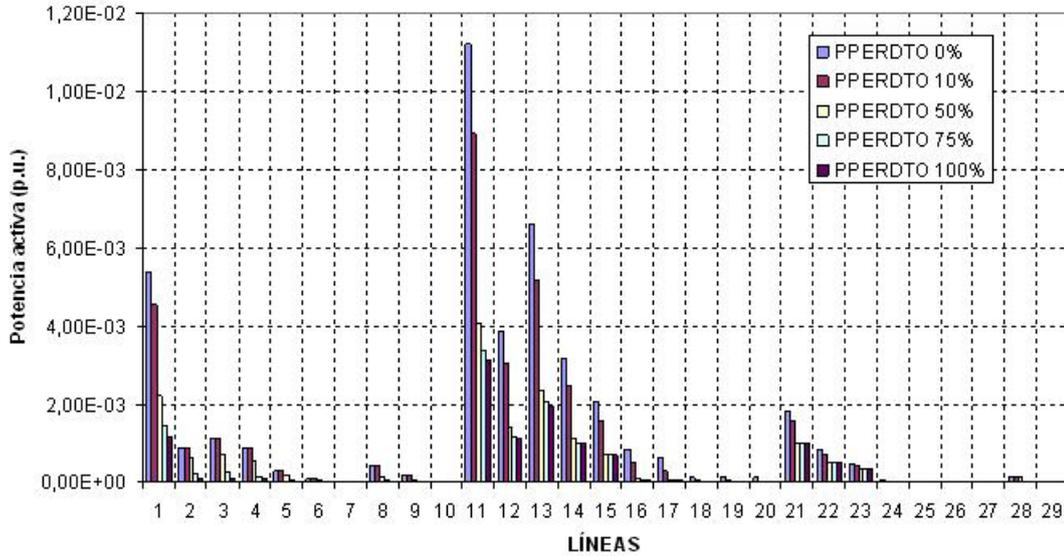
La Figura 4.28 muestra los resultados para un nivel de integración del 100%, donde la generación iguala la demanda.



**Figura 4.28.** Demanda de potencia activa en cada nodo (rojo), potencia distribuida integrada en cada nodo (azul), límite máximo de integración del 100% de la demanda total.

▪ Análisis conjunto

La Figura 4.29 muestra la evolución de las pérdidas por las líneas con los diferentes niveles de integración considerados (0%, 10%, 50%, 75%, 100%).



**Figura 4.29.** Pérdidas en las líneas según se incrementa la GDP.

La Tabla 4.3 muestra el valor de las pérdidas activas (p.u.) que se generan en cada uno de los casos simulados.

Nivel de integración	Pérdidas Potencia Activa (p.u.)	Reducción%
0%	0.0408667	0%
10%	0.0334317	18%
50%	0.01649308	60%
75%	0.01259183	70%
100%	0.01140396	72%

**Tabla 4.3.** Reducción de las pérdidas en la red.

Puede observarse en este caso que pasar de un nivel de integración del 75% al 100% no reduce sustancialmente el nivel de pérdidas en las líneas y sin embargo puede provocar problemas con los niveles de tensión en los nodos. La Figura 4.30 muestra el nivel de tensión (tensión de fase máxima en cada nodo) en los nodos de la red para los diferentes niveles de integración. Puede observarse cómo a medida que aumenta el nivel de integración, la tensión de los nodos se aproxima al nivel nominal, 1p.u. En ningún caso existe el riesgo de sobrepasar el 5% de variación impuesto por la normativa. Sin embargo, en la Figura 4.31 se presenta el nivel de tensión en los nodos con diferentes niveles de integración pero con un nivel de demanda de 0%. Puede observarse cómo para los niveles de integración de 75% y 100% la tensión alcanza valores cercanos a ese 5%. Estos resultados apuntan que a niveles de generación superiores al 100% pueden generarse problemas de tensión en esta red con niveles mínimos de demanda y máximos de generación.

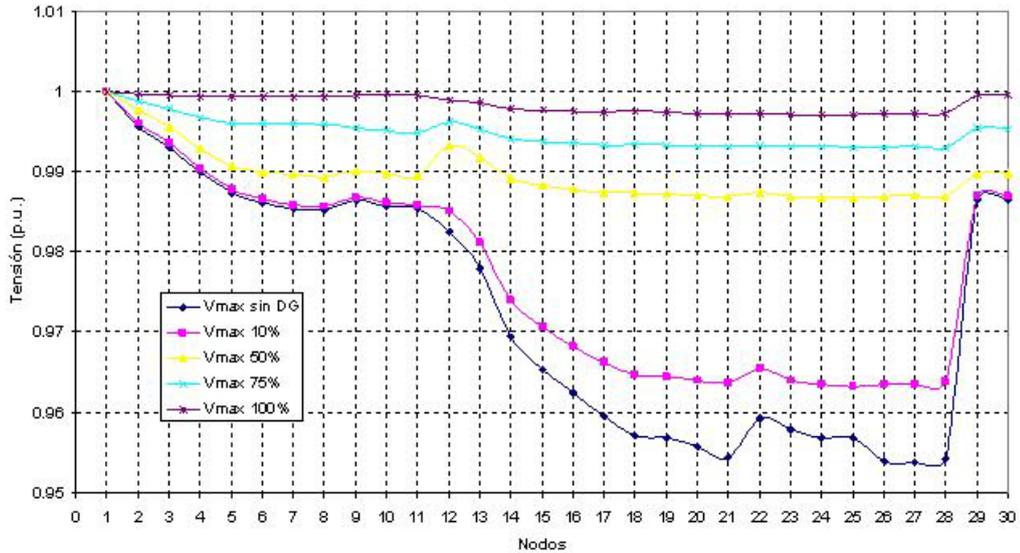


Figura 4.30. Nivel de tensión en los nodos con nivel de integración 0% (azul oscuro), 10% (rosa), 50% (amarillo), 75% (azul), 100% (morado), con demanda del 100%.

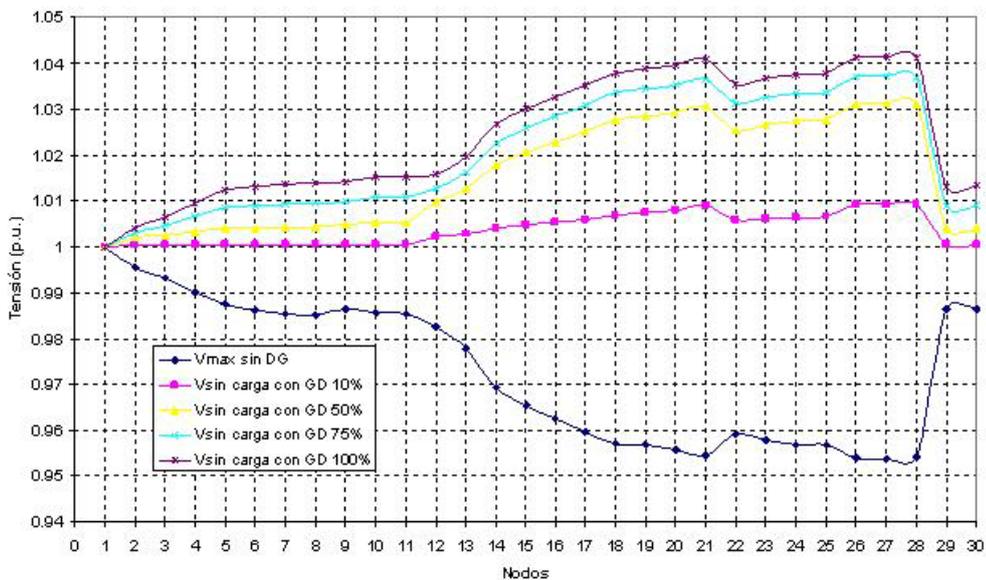


Figura 4.31. Nivel de tensión en los nodos con nivel de integración 0% (azul oscuro), 10% (rosa), 50% (amarillo), 75% (azul claro), 100% (morado), con demanda del 0%.

#### 4.6 Conclusiones

Los análisis realizados para diferentes niveles de penetración de la GDp, respecto a la demanda total de la red, permiten determinar los nodos que mayor influencia tienen en la disminución de las pérdidas en condiciones de máxima demanda. Observando la integración de la GDp en los diferentes ensayos, se puede constatar cómo se priorizan unos nodos sobre otros para minimizar las pérdidas. La Tabla 4.4 muestra el orden, de mayor a menor, en la que se debe realizar la integración de la GDp, a medida que el NP aumenta, para obtener una minimización de las pérdidas en condiciones de máxima demanda. Del mismo modo se indica sobre qué fase debe realizarse la integración. También se apunta el límite máximo del porcentaje de generación de la GDp respecto a la demanda de cada nodo.

NP <=10%	FASE	P %	NP <=50%	FASE	P %	NP <=75%	FASE	P %	NP <=100%	FASE	P %
28	C	86%	28	C	99,6%	28	C	99,6%	28	C	100%
27	B	87%	27	B	100%	27	B	99,7%	27	B	100%
25	A	53%	25	A	97,5%	25	A	100%	25	A	100%
26	A	58%	26	A	99,5%	26	A	98,5%	26	A	100%
18	B	17%	18	B	95%	18	B	99%	18	B	100%
24	C	9%	24	ABC	88,7%	24	ABC	97,5%	24	ABC	100%
23	C	4,5%	23	ABC	90,3%	23	ABC	98,7%	23	ABC	100%
			17	ABC	54%	17	ABC	93,7%	17	ABC	100%
			10	A	62%	10	A	83%	10	A	99,5%
			22	C	73,5%	22	C	92%	22	C	100%
			19	C	99,8%	19	C	100%	19	C	100%
			20	A	90,8%	20	A	100%	20	A	100%
			7	C	32,7%	7	C	84%	7	C	100%
			11	B	39,2%	11	B	93%	11	B	100%
						29	B	59,5%	29	B	100%
						15	C	53%	15	C	100%
						30	A	47,7%	30	A	98,3%
						6	C	48,1%	6	C	98,4%
						13	B	45%	13	B	100%
						9	A	64,7%	9	A	100%
						8	B	54%	8	B	99,6%
						14	A	33%	14	A	100%
									3	B	100%
									4	C	97,3%
									12	B	100%

Tabla 4.4. Prioridades de integración.

El análisis de los resultados muestra que respetar los límites marcados por las normativas es la estrategia más clara para obtener una integración segura de la GDp en las redes de distribución de BT. Sin embargo, estos límites pueden resultar excesivamente restrictivos en ciertos casos, limitando en exceso la capacidad de generación a incorporar en la red, tal como se demuestra en los escenarios reales descritos en [PVU-08]. Análisis personalizados de cada red de BT pueden permitir incrementar la capacidad de integración de la GDp por encima de los niveles marcados por la normativa de una forma segura, permitiendo aumentar la eficiencia de la red al reducir las pérdidas en la misma.

En este capítulo se ha implementado la metodología de optimización propuesta en esta tesis para la ubicación y dimensionado óptimo de las unidades de GDp a integrar en una red de BT en la cual se desean minimizar las pérdidas. Se han definido restricciones a los límites máximos y mínimos de variación de la tensión de cada fase de cada nodo acorde con lo marcado con la normativa vigente. De la misma forma las limitaciones impuestas a la generación de cada unidad en cada fase de cada nodo, impiden la superación de los límites térmicos en un escenario de máxima generación y demanda igual a cero.

La metodología implementada se ha aplicado sobre una red de BT tipo, con cargas monofásicas y trifásicas y una distribución de 30 nodos. Las herramientas desarrolladas para realizar la optimización permiten aplicarla sobre cualquier red radial trifásica con una configuración TT. La aplicación de los algoritmos anteriormente presentados permiten tener una visión de la óptima ubicación y dimensionado de las unidades de GDp con el objetivo de minimizar las pérdidas en la red. Ello posibilita un incremento de la capacidad de las unidades de GDp manteniendo los niveles de tensión en los nodos dentro de los valores marcados por la normativa.

Al incorporar además de los valores de demanda en cada nodo de la red la topología de la misma se permite realizar una optimización para la minimización de las pérdidas en la red teniendo en cuenta las características de las líneas, impedancias, así como la situación de los nodos en la red.

Los valores de reducción de la potencia que se obtienen en el análisis en simulación son aplicables a un escenario donde las unidades de GDp y la demanda en cada nodo tienen un nivel de seguimiento alto, es decir que en el mismo momento en el que se produce el máximo consumo, las unidades de GDp son capaces de generar lo apuntado por el algoritmo. En este sentido tecnologías de GDp basados en pilas de combustible, microturbinas y motores alternativos presentan un buen nivel de seguimiento de la demanda [VMQ-05]. Por el contrario para tecnologías fotovoltaica o mini-eólica el nivel de seguimiento es muy bajo y los resultados obtenidos marcarán los límites máximos de producción mientras que la producción real estará condicionada por aspectos como la radiación solar o el viento.

El algoritmo de cálculo de flujo de potencia desarrollado en este capítulo es una de las aportaciones originales de esta tesis.



## 5. OPTIMIZACIÓN DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA EN EL SECTOR RESIDENCIAL Y SERVICIOS

La Gestión de la Demanda (GdD) ha sido una herramienta tradicionalmente utilizada por las compañías eléctricas para racionalizar y optimizar el uso de sus recursos energéticos. Típicamente estas acciones se han dirigido a grandes consumidores de energía e industrias. Sin embargo, el desarrollo experimentado en el campo de las TICs (Tecnologías de la Información y Comunicación), han abierto la posibilidad de ampliar las acciones de gestión de forma masiva a sectores que hasta el momento han tenido un papel de meros consumidores, el sector residencial y servicios, posibilitando su participación en la gestión de la red de una forma activa [GAD-10].

Del mismo modo que en el caso de los grandes consumidores, la GdD en el sector residencial y servicios pretende la modificación de los perfiles de demanda de los consumidores con el objetivo de reducir las puntas de consumo y aplanar la curva de demanda global del sistema eléctrico. El cumplimiento de este objetivo contribuye a 1) reducir las pérdidas por efecto Joule en las redes, a 2) limitar la congestión de las redes, a 3) facilitar la integración de GD de origen renovable y a 4) gestionar de manera más eficiente la generación del propio sistema eléctrico, reduciendo la necesidad de utilización de las centrales de generación de punta y mejorando en definitiva la eficiencia energética del sistema eléctrico [LIN-10]. Por supuesto, el consumidor también se beneficia de esta gestión al poder consumir la energía que necesita con unas tarifas reducidas que incentivan el desplazamiento de su consumo.

Las acciones de GdD desarrolladas hasta la fecha se han dividido en dos tipos de actuaciones: Las acciones de control directo, en las que la compañía actúa directamente sobre las cargas, y las de control indirecto, en las que mediante señales económicas y técnicas las compañías motivan la reducción de la demanda por parte del cliente. Mientras en las primeras las compañías eléctricas tienen el control directo sobre las cargas y se aseguran la reducción de la demanda en la dirección deseada, en la segunda, las compañías generan señales para motivar la reducción de la demanda en la dirección deseada.

Son las acciones de control indirecto a las que mayor atención han prestado las compañías eléctricas en Europa, desarrollando diferentes acciones en ese sentido. Algunos ejemplos de estas iniciativas son las tarifas con discriminación temporal (TOU), las tarifas en tiempo real (RTP) y las tarifas en periodos críticos (CPP). A estas acciones se unen otras que utilizan señales técnicas de limitación de potencia o interrumpibilidad e incluso señales de precios de peajes por uso de la red con discriminación temporal y geográfica, esta última con escasa presencia en los niveles de BT [LIN-10]. Todas estas acciones, independientemente o combinadas, tienen como objetivo hacer llegar al cliente la información suficiente que contribuya a modificar sus hábitos y decisiones de consumo en la dirección deseada por la compañías eléctricas.

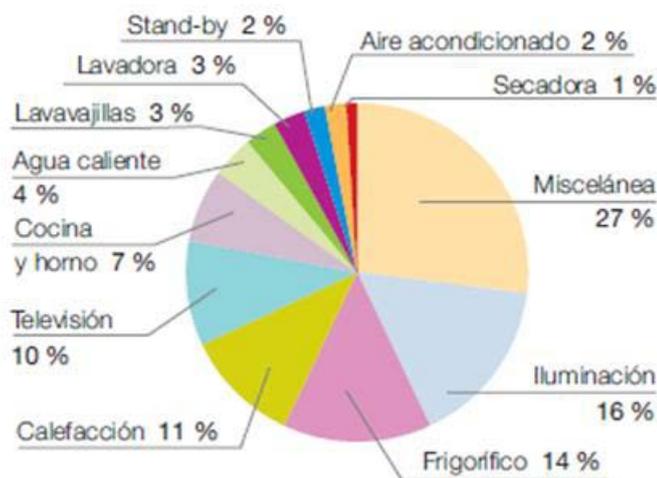
El grado de éxito de estas acciones depende esencialmente de la respuesta del cliente final, pudiendo ser su respuesta de tipo manual o automática. La diversidad de señales recibidas así como la forma de consumir de sus cargas son en muchos casos desconocidos por el consumidor, por lo que la GdD de forma manual por parte del usuario puede convertirse en una tarea compleja y en las que no se logre optimizar los objetivos definidos para el usuario y para la compañía eléctrica. Para superar esta barrera, en este capítulo se presenta una instalación doméstica equipada con un sistema automático de GdD integrado en un escenario

de control indirecto de la demanda. Así, se propone la aplicación de técnicas de optimización con objeto de alcanzar la minimización de la factura eléctrica del usuario y el cumplimiento de las restricciones técnicas impuestas por la compañía eléctrica.

A continuación, se describen cada uno de los pasos necesarios para la puesta en práctica de la metodología de optimización sobre un escenario de gestión automática de la demanda en el sector doméstico.

### 5.1 Identificación de la problemática y objetivo

En la actualidad, el consumo eléctrico exclusivamente doméstico en Europa representa el 30% del consumo eléctrico total [EEA-10] presentando cifras similares a nivel nacional [JRC-09]. La distribución de este consumo presenta como principales consumidores a la iluminación, frigorífico, calefacción y televisión que suman el 51% del consumo total. El 49% restante se reparte entre los electrodomésticos de gama blanca (22%) y los minielectrodomésticos (27%). La Figura 5.1 muestra los porcentajes de utilización final de la electricidad en el ámbito doméstico nacional [REE-10].



**Figura 5.1.** Distribución del consumo eléctrico doméstico por dispositivos en España [REE-10].

Sin embargo, además de la cantidad de energía consumida por el sector doméstico, los problemas de eficiencia del sistema eléctrico también están relacionados con la forma en la que se realiza este consumo en el tiempo.

En este escenario, las señales económicas y técnicas de los programas de control indirecto de la demanda, pueden favorecer un desplazamiento de ciertas cargas desde los periodos de alto consumo hacia los periodos de baja demanda lo que contribuye al aplanamiento del perfil de consumo y a una mejora en la eficiencia del sistema eléctrico. Para poder realizar este desplazamiento es necesario tener un conocimiento de la forma de consumir de las cargas, la capacidad de diferir su operación, así como de las señales económicas y técnicas que en cada periodo pueda definir la compañía eléctrica. Además, para realizar esta gestión de manera óptima es necesario disponer de un sistema de gestión automático capaz de gestionar esta información y operar las cargas de forma óptima.

En este capítulo se presenta la aplicación de herramientas de optimización para el desarrollo de un gestor automático de cargas para el sector doméstico. La arquitectura

seleccionada para el desarrollo de la gestión óptima de la demanda se basa en una configuración centralizada en la que la inteligencia se concentra en el Gestor Energético, el cual recibe y envía la información de las cargas controlables, del contador eléctrico y del usuario. Las cargas no controlables completan el escenario en el que su consumo es calculado a partir de las previsiones de consumo de las cargas controlables y las medidas del contador eléctrico. La Figura 5.2 muestra la arquitectura de la instalación doméstica considerada en este estudio.

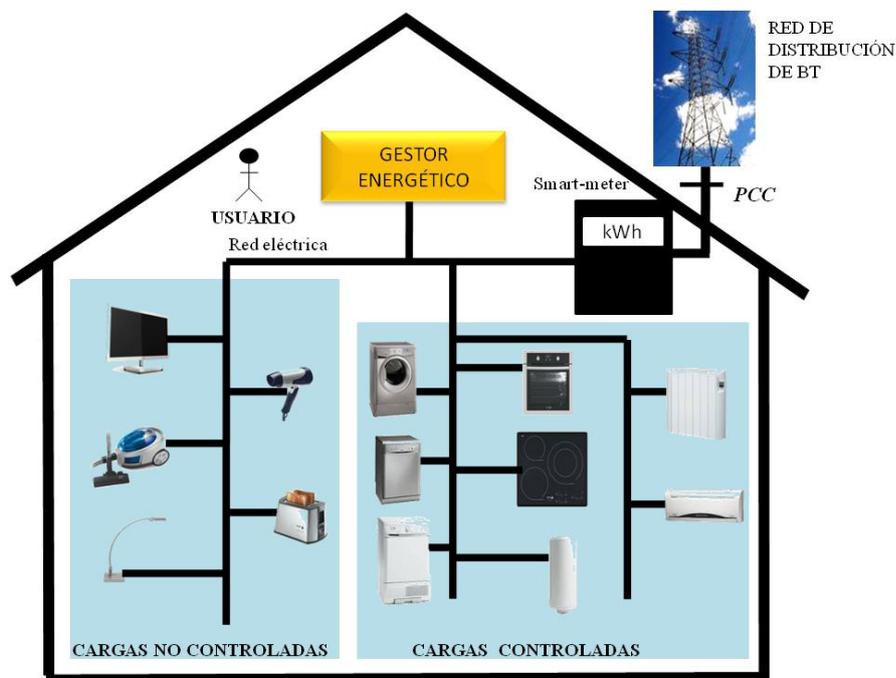


Figura 5.2. Arquitectura de gestión de la demanda considerada.

Con esta arquitectura, tanto el precio del kWh consumido, como los límites de potencia consumibles forman parte de la información contractual entre el usuario doméstico y la empresa que le suministra la energía eléctrica. Así, en este escenario doméstico de gestión óptima de la demanda, el objetivo de la optimización es **minimizar la factura eléctrica** y **mantener los niveles de confort**, respetando las restricciones de consumo impuestas por los acuerdos entre el usuario y la compañía eléctrica y las restricciones temporales de uso de las cargas controlables marcadas por el usuario.

## 5.2 Caracterización

A continuación se desarrollan los pasos que integran la etapa de CARACTERIZACIÓN de la metodología.

### 5.2.1 Identificación de las fronteras

Las fronteras de la instalación, sobre el que se debe aplicar la herramienta de optimización, están marcadas por el espacio en el que se instalan los dispositivos de gestión y consumo. El único punto frontera se localiza en el punto de conexión de la red eléctrica doméstica con el contador eléctrico inteligente (A), tal y como se muestra en la Figura 5.3.

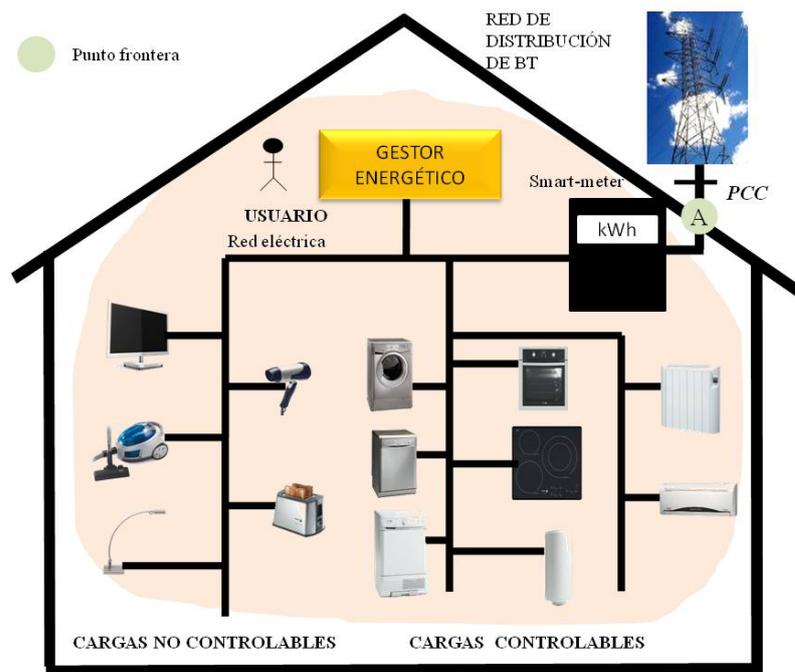


Figura 5.3. Identificación de fronteras y puntos frontera del sistema.

### 5.2.2 Identificación de los agentes

Dentro del entorno limitado por la frontera del sistema se identifican los siguientes agentes:

- **Contador eléctrico inteligente (smart-meter):** Dispositivo de medida de la energía consumida total en la instalación con capacidad de interrupción del suministro mediante el Interruptor de Control de Potencia (ICP) que puede estar integrado en el propio contador.
- **Gestor energético (GE):** Dispositivo hardware capaz de comunicar con las cargas controlables y con el contador eléctrico. En este dispositivo se integran los algoritmos de gestión optimizada de la demanda.
- **Cargas controlables:** Conjunto de cargas con capacidad de recibir y enviar información del/al gestor energético y participar en la gestión optimizada de la demanda.
- **Cargas no controlables:** Conjunto de cargas que no disponen de la capacidad de comunicación y su operación no puede ser gestionada.
- **Usuario:** Agente iniciador de las peticiones de operación tanto de las cargas controlables como de las no controlables. Además, es responsable de definir las preferencias de uso de las cargas controlables en el escenario a gestionar.
- **Red eléctrica interna:** Medio físico para la distribución de la energía eléctrica en el interior del hogar y para la transmisión de la información entre el gestor energético, cargas controlables y contador eléctrico inteligente vía comunicaciones mediante cable eléctrico, Power Line Communication (PLC).

El contador eléctrico inteligente, además de realizar la medida del consumo energético del hogar actúa como pasarela de información entre el ámbito doméstico y la compañía eléctrica. Este dispositivo, envía al gestor de energía la información actualizada sobre las tarifas eléctricas y los límites de potencia que limitan el consumo del hogar.

El GE es el dispositivo físico encargado de recibir la información proveniente del contador eléctrico inteligente sobre la energía consumida, las condiciones tarifarias y los límites de consumo acordados entre la compañía eléctrica y el usuario. Asimismo, recibe información sobre el estado y requerimientos de las cargas controlables y envía las señales de operación a las mismas. Además, el GE es el medio mediante el cual el usuario define las preferencias de uso (prioridades y usos temporales) de las cargas controlables. El GE integra la herramienta de optimización que se encargará de maximizar la función objetivo definida para el escenario.

Como cargas identificadas como cargas controlables se han seleccionado aquellas que por su desarrollo tecnológico disponen de la capacidad de comunicación con el GE y además pueden presentar una capacidad de diferir su activación y/o tienen niveles de consumo puntual de potencia elevados. Así, el grupo de cargas controlables identificadas se muestra en la Figura 5.4.



**Figura 5.4.** Conjunto de cargas controlables.

En cuanto al conjunto de las cargas no controlables se refiere, éste estará integrado por el resto de cargas típicas presentes en un hogar (mini-electrodomésticos). En este conjunto se incluyen el frigorífico y la iluminación que a pesar de su alto consumo energético, tal como se muestra en la Figura 5.1, debido a su bajo y constante consumo de potencia, caso del frigorífico, y la nula capacidad de ser diferido, caso de la iluminación, se consideran como

cargas no controlables.

### 5.2.3 Clasificación de los agentes

A continuación se realiza la clasificación de los agentes identificados entre los niveles activo, pasivo y de control:

- **Agente activo:** Los agentes activos de la instalación son aquellos dispositivos que pueden ser controlados para alcanzar su operación óptima. En el escenario presentado el conjunto de las cargas controlables se clasifican como agentes activos.
- **Agente pasivo:** Tanto las cargas no controlables como el contador eléctrico, la red eléctrica interna y el usuario se clasifican como agentes pasivos del sistema. A pesar del papel activo del usuario en la GdD doméstica, el usuario es el iniciador de los requerimientos de activación o desactivación de las cargas, al no ser gestionable se considera un agente pasivo del escenario.
- **Agente de control:** El GE se clasifica como agente de control. En este agente se integrará la estrategia de control para controlar la operación de los agentes activos del sistema.

La Tabla 5.1 resume la clasificación de los agentes del sistema.

Tipo de Agente	Elemento
Agente activo	Conjunto de cargas controlables (ver Figura 5.4)
Agente pasivo	Cargas no controlables, contador eléctrico, red eléctrica interna, usuario.
Agente control	Gestor energético

**Tabla 5.1.** Clasificación de los agentes del sistema.

### 5.2.4 Identificación de las I/O de los agentes

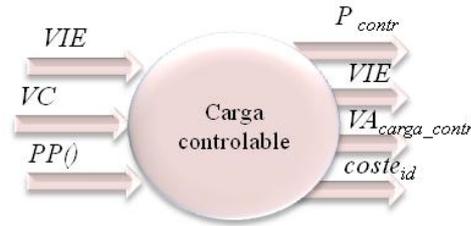
- Agente activo cargas controlables

Para uniformizar el sistema de comunicaciones entre los agentes activos y el GE, todas las cargas controlables tienen las mismas señales de entrada y salida. Con esta lógica y dependiendo del servicio que proporciona cada carga, el conjunto de variables identificadas como señales de entrada y salida de cada carga será tenido en cuenta o no por el sistema de gestión. Así, el conjunto de señales de entrada la integran las variables definidas como Variables de Control (VC). Estas señales incluyen las respuestas a las peticiones de activación realizadas por las cargas controlables al GE. A las señales de entrada se añaden las variables relativas a las acciones del usuario sobre las cargas controlables que se agrupan bajo la denominación Variables de Información del Estado (VIE). El agente activo carga controlable actúa, con las VIE, como pasarela entre el usuario y el GE. Por último, las cargas controlables reciben las variables de tipo económico para poder obtener el coste de operación de las mismas. Estas variables están compuestas por el perfil de precios para las próximas 24 horas,  $PP()$ <sup>2</sup>.

Las salidas de los agentes activos están integradas por el conjunto de señales VIE junto con el conjunto de señales definidas como Variables de Ajuste de carga controlable ( $VA_{carga\_contr}$ ). Las  $VA_{carga\_contr}$  incluyen las señales de configuración interna de las cargas. La identificación y descripción detallada de cada variable se realiza en la etapa de modelado de la

<sup>2</sup> Los paréntesis posteriores al acrónimo de la variable indican que ésta es de tipo array.

metodología. La señal  $P_{contr}$  (kW) representa la potencia instantánea consumida por la carga controlable. Por último, la señal  $coste_{id}$  (€) representa el coste de operación de la carga. La Figura 5.5 muestra la representación del agente genérico de carga controlable.



**Figura 5.5.** Entradas/salidas agente activo carga controlable genérica.

- Agente pasivo cargas no controlables

Las cargas no controlables se representan como un único agente pasivo que tiene como señal de salida su consumo instantáneo de potencia activa,  $P_{no\_contr}$  (kW), (ver Figura 5.6).



**Figura 5.6.** Salida agente pasivo carga no controlable.

- Agente pasivo contador eléctrico

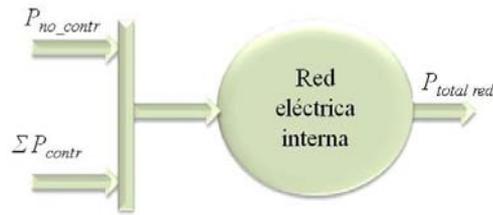
Las señales de entrada son la medida de la potencia instantánea consumida por el hogar,  $P_{total\ red}$  (kW). Las señales de salida del agente pasivo contador eléctrico son la medida del consumo de potencia media del hogar cada 2 minutos,  $P_{total\ contador}$  (kW), la evolución horaria de los precios de la electricidad para un día,  $PP$  (c€/kWh) y la evolución horaria del límite de potencia consumible para un día,  $LPC$  (kW), (ver Figura 5.7).



**Figura 5.7.** Entradas/salidas agente pasivo contador eléctrico.

- Agente pasivo red eléctrica interna

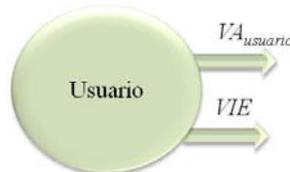
El agente pasivo red eléctrica interna tiene como entrada la señal de potencia instantánea consumida por las cargas no controlables,  $P_{no\_contr}$  (kW) y el sumatorio de las potencias instantáneas consumidas por las cargas controlables,  $\Sigma P_{contr}$  (kW). Como señal de salida se identifica la potencia total instantánea consumida en el hogar,  $P_{total\ red}$  (kW), (ver Figura 5.8).



**Figura 5.8.** Entradas/salida agente pasivo red eléctrica interna.

- Agente pasivo usuario

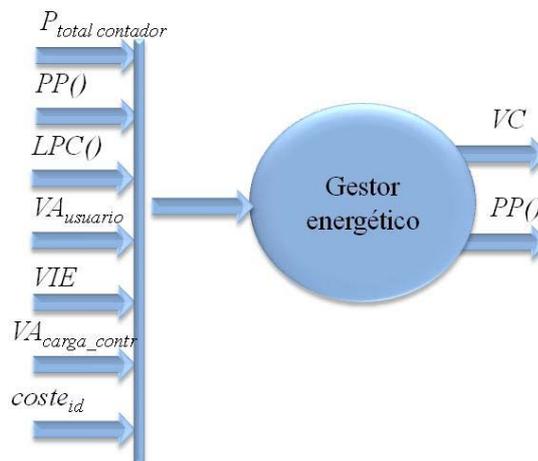
El usuario tiene como señales de salida el conjunto de variables que definen sus acciones sobre las cargas controlables,  $VIE$ . Las señales sobre la prioridad y preferencias de uso de las cargas controlables y definidas como Variables de Ajuste del usuario ( $VA_{usuario}$ ) también forman parte de las salidas del agente usuario, (ver Figura 5.9).



**Figura 5.9.** Salidas agente pasivo usuario.

- Agente de control gestor energético

Las señales de entrada del GE identificadas son: 1) la medida del consumo de potencia media del hogar cada 2 minutos,  $P_{total\ contador}$  (kW), 2) la evolución horaria de los precios de la electricidad para un día,  $PP$  (c€/kWh), 3) la evolución horaria del límite de potencia consumible para un día,  $LPC$  (kW). Estas señales tienen como origen el contador eléctrico. A estas señales se añaden 4) las señales  $VA_{usuario}$  con origen en el usuario, y las señales 5)  $VIE$ , 6)  $VA_{carga\_contr}$  y 7)  $coste_{id}$  provenientes de las cargas controlables. Como señales de salida se identifican el grupo de variables agrupadas en  $VC$  que tienen como destino las cargas controlables junto con la variable relativa al perfil de precios,  $PP()$  (ver Figura 5.10).



**Figura 5.10.** Entradas/salida agente de control gestor energético.

### 5.2.5 Identificación de la estrategia de control/variables de control

La base de la estrategia de la gestión de la demanda en un entorno de control indirecto es el desplazamiento de cargas a partir de una señal de precios y/o de potencia. Apoyándose en esta base, se han desarrollado diferentes variantes de la gestión para optimizar el objetivo de la gestión, la minimización de los picos de demanda y el coste de la factura eléctrica.

Numerosas propuestas entorno a la GdD en el sector doméstico han orientado sus esfuerzos hacia el desarrollo de infraestructuras de gestión desarrollando arquitecturas de control y comunicación que simplificasen y facilitasen la GdD en el sector doméstico [TEA-04][HOM-06]. Dentro de las arquitecturas de gestión se diferencian dos tipos de configuración: la gestión distribuida, donde a cada agente del sistema se le dota del poder de decisión sobre el nivel de consumo a realizar [HYU-06][PEN-06][GRE-08], o la gestión centralizada donde un gestor central toma las decisiones sobre el nivel de consumo de los agentes del sistema en base a la información, interna o externa, del propio sistema [GAD-09].

La primera de las arquitecturas de gestión se conoce con el nombre de gestión basada en multiagentes. En [GRE-08] se describe con detalle la filosofía de esta gestión basada en la definición de los protocolos de comunicación entre los agentes y el desarrollo de las reglas básicas de negociación basadas en el nivel de satisfacción. Este tipo de gestión presenta una gran flexibilidad a la hora de incrementar el número de agentes a gestionar, adaptando el consumo de las cargas a la potencia disponible en cada negociación. El trabajo desarrollado muestra cómo el sistema de gestión multiagente es capaz de asegurar un nivel de satisfacción similar en todas las cargas. Sin embargo no se describe el tratamiento de la negociación cuando en la misma participan cargas que proporcionan diferentes servicios, caso del ámbito doméstico, donde se pueden encontrar servicios de lavado, climatización, iluminación, etc. Otro ejemplo de gestión multiagente se describe en [PEN-06] en el que cada dispositivo consumidor es un agente que en función de sus características (activo, informativo, virtual) es capaz de adaptar, de forma iterativa, su consumo para obtener el mínimo coste de operación global de la instalación. En esta arquitectura, las exigencias de comunicación para alcanzar la optimización de la estrategia pueden provocar problemas de saturación cuando el número de agentes aumenta.

Por su parte, la arquitectura centralizada concentra las decisiones de consumo final en un agente central que las genera a partir de la información interna y externa del sistema. En [HYU-06] se desarrolla una estrategia que utiliza información sobre las preferencias del usuario, el precio de la electricidad, las cargas y el tiempo meteorológico combinando la información mediante un control basado en lógica borrosa. El modelo horario de las cargas así como el control horario utilizado en el desarrollo de la estrategia de gestión mediante lógica borrosa imposibilita su aplicación sobre un escenario doméstico real.

En resumen, la configuración distribuida evita la necesidad de un dispositivo central de gestión, lo que reduce los costes del sistema. Sin embargo, la arquitectura centralizada solamente exige a las cargas la capacidad de comunicarse con el gestor central mediante un protocolo de comunicaciones común, mientras que la arquitectura distribuida implica que además de un protocolo de comunicaciones común, las estrategias de gestión embarcadas en las cargas estén sintonizadas para no tomar decisiones incoherentes, lo cual puede ser extremadamente complejo en un escenario con cargas de fabricantes diferentes. Además, para la comunicación con el exterior del escenario doméstico, la configuración centralizada simplifica la comunicación al existir un sólo interlocutor con el suministrador o comercializador de energía [GAD-09].

A la hora de seleccionar la arquitectura de gestión a desarrollar en este estudio se han tenido en consideración las características del ámbito de operación de la gestión. El ambiente doméstico se caracteriza por presentar un alto nivel de imprevisibilidad y unas exigencias altas en tiempos de ejecución, en el orden del segundo. Además, los sistemas de gestión deben desarrollarse de forma que se puedan asegurar la viabilidad económica de su implantación (van integrados en productos de consumo), por lo que sus prestaciones técnicas suelen ser limitadas en aspectos de capacidad de almacenamiento de datos y capacidad de gestión y por otra parte requieren de un alto nivel de fiabilidad [GAD-09].

En este contexto, la estrategia de GdD desarrollada se ha basado en una configuración centralizada con capacidad de diferir la operación de las cargas en base a las **prioridades de uso de las cargas domésticas definidas por el usuario y a las condiciones de tarifa y potencia contratadas**. El desarrollo de esta estrategia es una de las aportaciones originales de esta tesis.

Así, en función del valor de prioridad asignado por el usuario, las cargas controlables se clasifican según tres tipos diferentes, tal como se muestra en la Tabla 5.2.

Tipo	Descripción
<i>Cargas no retardables y prioritarias</i>	Cargas en las que el usuario entendería como un grado elevado de desconfort el hecho de que no se conectasen en el instante que lo requiere o que se interrumpiesen una vez en operación. Estos equipos tampoco permiten una reducción de potencia durante su operación aunque es posible su desconexión en situaciones en las que no hay potencia disponible.
<i>Cargas retardables</i>	Cargas que el usuario permite que su operación pueda ser retardada sin repercutir negativamente sobre el confort e incluso aumentando éste. Estos equipos no necesitan de la presencia del usuario para ponerse en operación. Una vez preparado el equipo, el usuario lo conecta y el gestor se encargará de ponerlo en marcha en el momento adecuado siguiendo una serie de preferencias del usuario. Una vez en operación, la carga pasa a clasificarse como carga no retardable y prioritaria.
<i>Cargas interrumpibles</i>	Cargas que permiten interrupciones en su operación suponiendo un grado de desconfort bajo. Sin embargo, a medida que la duración de la interrupción aumenta, el grado de desconfort también aumenta. Son equipos que permiten su apagado para poder hacer frente a situaciones críticas que se subsanarán en un corto espacio de tiempo, de media hora a 1 hora.

**Tabla 5.2.** Tipos de cargas controlables.

El conjunto de cargas que no pueden ser gestionadas por el GE, las cargas no controlables, son tratadas por el GE como cargas virtuales de tipo *Cargas no retardables y prioritarias*. La Figura 5.11 muestra una representación de los agentes del sistema y sus interacciones.

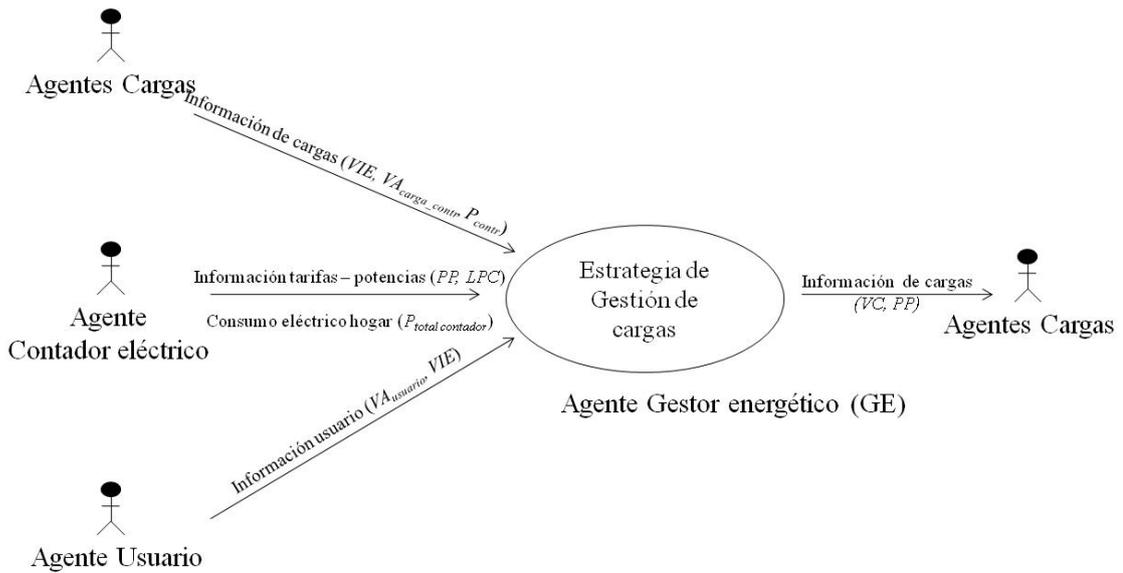


Figura 5.11. Agentes del sistema e interacciones.

La variable de control cuya optimización permite alcanzar, de forma óptima, el objetivo definido para la instalación es la variable  $t_{inicio}$ , de cada carga controlable.

La estrategia de gestión de cargas se integra en el GE y recibe como señales de entrada la información proveniente de las cargas, del contador eléctrico y del usuario. Las salidas de la estrategia de gestión actúan directamente sobre las cargas. La Figura 5.12 muestra el diagrama de flujos de la estrategia de gestión desarrollada.

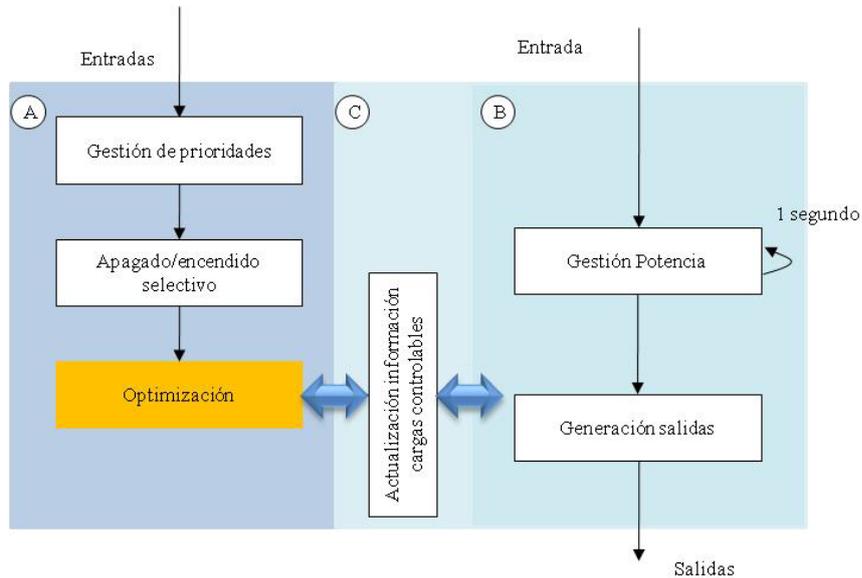
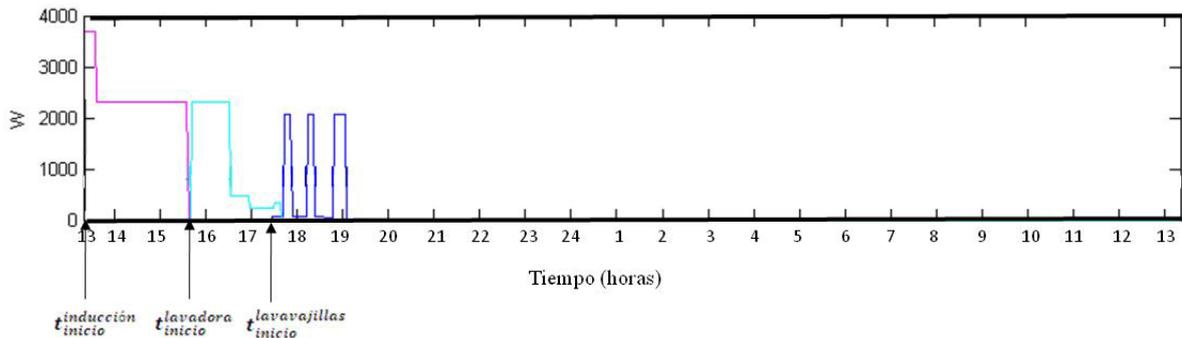


Figura 5.12. Estrategia de gestión de cargas.

Como se muestra en la Figura 5.12, la estrategia de gestión está integrada por tres bloques. El primer bloque, A, es el encargado de responder a los eventos generados por los cambios de las entradas al GE ( $P_{totalcontador}$ ,  $PP$ ,  $LPC$ ,  $VU$ ,  $VIE$ ,  $VA_{usuario}$  y  $VA_{carga_contr}$ ). Estos cambios son generados por eventos como 1) las actuaciones del usuario sobre las cargas controlables o cambio de las prioridades o preferencias temporales de uso de estas cargas, o 2)

los cambios en las tarifas o límites de potencia o actualización del nivel de potencia consumida por el hogar. Si alguno de estos eventos es detectado, se clasifican las cargas activadas en función de su prioridad, *Gestión de prioridades*, (definida por el usuario). Seguidamente se verifica si las restricciones de potencia obligan a la desconexión de algunas cargas o a la reactivación de aquellas cuya operación hubiese sido detenida, *Apagado/encendido selectivo*. Una vez ajustado el apagado/encendido de las cargas se aplica la optimización para adaptar el instante óptimo de activación a los nuevos requerimientos de encendido, *Optimización*. Las salidas correspondientes a la localización del instante óptimo de activación de las cargas controlables actualizan la información de las cargas, bloque C, antes de ser tratadas por el bloque B.

El bloque B está formado por funciones que se ejecutan de forma repetitiva con un periodo de control de 1 segundo. Cada segundo se evalúa el valor de potencia absorbida por el conjunto de cargas, controlables y no controlables, y la información interna de las cargas y se refrescan las salidas para la actualización de la información de las cargas en las propias cargas (VC). El bloque B analiza la variable  $t_{inicio}$  (instante de activación) de cada carga controlable y refresca las señales de activación de las cargas controlables antes de enviarlas a las mismas. A medida que el tiempo transcurre se van alcanzado los valores definidos por las variables  $t_{inicio}$  de cada carga controlable y el bloque B se encarga de enviar las señales de puesta en marcha a las cargas. La Figura 5.13 muestra una planificación de activación de tres cargas controlables (inducción, lavadora y lavavajillas).

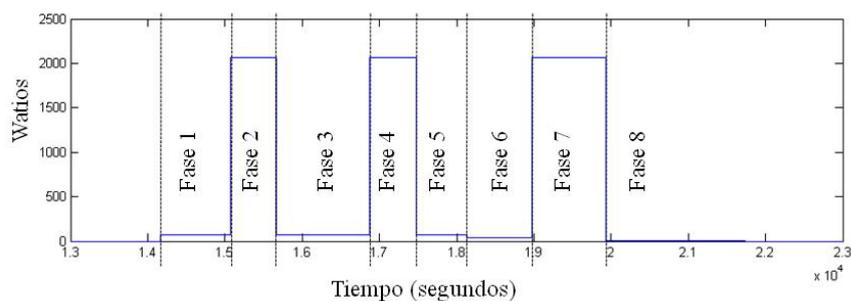


**Figura 5.13.** Planificación de encendidos de tres cargas controlables para las próximas 24 horas.

La estrategia de control desarrollada tiene dos periodos de control diferenciados. Así, el bloque A de la estrategia de control se realiza de forma asíncrona. Cada vez que se detecta una nueva información procedente de las cargas, del contador eléctrico o del usuario, el bloque A se activa replanificando las variables de información de las cargas. Por otra parte, el bloque B, encargado de la actualización de las Variables de Control de salida (VC), se ejecuta de forma síncrona con un periodo de control de 1 segundo.

### 5.2.6 Identificación límites de operación de los agentes

En este paso se identifican los límites de operación de cada uno de los agentes identificados en el paso 5.2.4.- *Identificación de las I/O de los agentes*. Estos límites hacen referencia a los valores de potencia máxima y mínima de consumo y los límites de consumo global del hogar. Los límites de consumo de las cargas controlables se definen en el Anexo II. La Figura 5.14 muestra un ejemplo de los límites de consumo del electrodoméstico lavavajillas. En esta figura se muestra el perfil de consumo del lavavajillas durante su operación en un programa de lavado intensivo que incluye un aclarado final, indicando los niveles y duración de cada una de las fases que integran el programa de lavado.



Fase de lavado	Duración (base 2 minutil)	Consumo (kW)
1	8	0,069
2	5	2,070
3	10	0,069
4	5	2,070
5	6	0,069
6	7	0,043
7	8	2,070
8	15	0,01

**Figura 5.14.** Fases y consumo del programa de lavavajillas.

Las cargas no controlables y controlables del hogar tienen como límite de consumo el perfil de potencia consumible para un día,  $LPC()$  (kW). Para el escenario propuesto el perfil de potencia  $LPC()$  es de 10 kW constantes durante las 24 horas del día.

### 5.3 Modelado

A continuación se desarrollan los pasos que integran la etapa de MODELADO de la metodología.

#### 5.3.1 Modelado de los agentes

La etapa de modelado de los agentes presentes en el entorno doméstico implica el desarrollo de los modelos de información de dichos agentes, el de sus modelos eléctricos y sus modelos económicos.

Los modelos de información están compuestos por un conjunto de variables que pueden representar el estado en el que se encuentra el agente, las posibilidades de control que se tienen sobre él, datos sobre la forma de consumir, precios de la energía consumida, límites de la potencia consumible o prioridades de uso de los agentes. Por su parte, el modelo eléctrico de las cargas controlables implica el desarrollo de la máquina de estados de cada carga y la definición del consumo eléctrico requerido en cada estado, así como el desarrollo del conjunto de ecuaciones que definen el comportamiento energético del sistema.

Los modelos de información forman parte de la estrategia de control definida para el GE, mientras que los modelos eléctricos son necesarios para simular el comportamiento energético de la instalación. La definición del modelo de información de las cargas controlables es una de las aportaciones originales de esta tesis.

#### a. Cargas controlables

- Modelo de información:

Todas las cargas controlables son modeladas con un mismo modelo de información. Esto facilita la integración en la instalación de nuevas cargas controlables. Algunas de las

variables para definir el modelo de información de las cargas controlables no se utilizan en la gestión de determinadas cargas (por ejemplo *BurPwSt\_1* en la lavadora). Sin embargo, se mantiene presente en su modelo para facilitar el desarrollo de la lógica de gestión del sistema. Este modelo está compuesto por un conjunto de variables que se dividen en tres grupos:

- **Grupo 1 - Variables de Información del Estado del componente (VIE):** conjunto de variables que definen el valor de las salidas controlables por el usuario. El usuario actúa sobre los mandos de las cargas controlables y la lógica de las cargas generan la petición de activación al GE. La Tabla 5.3 muestra las variables que forman parte de este grupo y su descripción.

<i>Variables de Información de Estado – Descripción</i>	
<i>SwitchSt</i>	Electrodoméstico ON (1) o OFF (0).
<i>BurPwSt_1</i>	Nivel de potencia del primer foco de cocina (0 a 12).
<i>BurPwSt_2</i>	Nivel de potencia del segundo foco de cocina (0 a 12).
<i>BurPwSt_3</i>	Nivel de potencia del tercer foco de cocina (0 a 12).
<i>BurPwSt_4</i>	Nivel de potencia del cuarto foco de cocina (0 a 12).
<i>BurPwSt_5</i>	Nivel de potencia del quinto foco de cocina (0 a 12).

**Tabla 5.3.** Variables de Información del Estado del agente genérico carga controlable.

- **Grupo 2 - Variables de Control del componente (VC):** conjunto de variables que definen el valor de las entradas a las cargas controlables provenientes del GE. A partir de las peticiones recibidas desde las cargas controlables, la estrategia de gestión optimizada desarrollada en el GE, generará las salidas correspondientes a cada petición realizada por cada carga controlable. La Tabla 5.4 muestra las variables que forman parte de este grupo y su descripción.

<i>Variables de Control – Descripción</i>	
<i>SwitchCtl</i>	Poner el equipo en ON (1) o OFF (0).
<i>BrEnaCtl_1</i>	Permitir al gestor actuar sobre el nivel del primer foco (0 a 12).
<i>BrEnaCtl_2</i>	Permitir al gestor actuar sobre el nivel del segundo foco (0 a 12).
<i>BrEnaCtl_3</i>	Permitir al gestor actuar sobre el nivel del tercer foco (0 a 12).
<i>BrEnaCtl_4</i>	Permitir al gestor actuar sobre el nivel del cuarto foco (0 a 12).
<i>BrEnaCtl_5</i>	Permitir al gestor actuar sobre el nivel del quinto foco (0 a 12).
<i>t<sub>inicio</sub></i>	Tiempo de inicio/activación de la operación.
<i>i_Go</i>	Variable que indica el estado de activación de la carga controlable: <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>i_Go</i> = 0: Electrodoméstico apagado</li> <li>• <i>i_Go</i> = 1: Electrodoméstico encendido</li> <li>• <i>i_Go</i> = 2: Electrodoméstico prioritario no retardable en pausa.</li> <li>• <i>i_Go</i> = 3: Acción requerida no admitida y continúa en su estado anterior que era apagado.</li> <li>• <i>i_Go</i> = 4: Acción requerida no admitida y continúa en su estado anterior que era encendido.</li> </ul>

**Tabla 5.4.** Variables de Control del agente genérico carga controlable.

- **Grupo 3 - Variables de Ajuste del componente ( $VA_{carga\ contr}$ ):** conjunto de variables que definen las características energéticas e identificativas del agente, los perfiles de consumo de las cargas controlables, indicando su nivel de potencia consumido y la duración de ese consumo. La información se completa con la variable identificadora del agente, Tabla 5.5.

<b>Variables de Ajuste – Descripción</b>	
<i>ConPh_1(20)</i>	Potencia consumida en cada fase (kW).
<i>TimePh_1(20)</i>	Tiempo de duración de cada fase (base 2 minutal <sup>3</sup> ).
<i>LP</i>	Indicación de modo de operación potencia limitada.
<i>LNName</i>	Identificador del componente

**Tabla 5.5.** Variables de Ajuste del agente genérico carga controlable.

Así, la Tabla 5.3, Tabla 5.4 y Tabla 5.5 conforman el modelo general que engloba a cualquier carga controlable presente en el ambiente doméstico.

- Modelo eléctrico:

Para complementar el modelo funcional de las cargas controlables, se ha desarrollado el modelo eléctrico de cada carga controlable presente en la instalación, ver Figura 5.4. Este modelo se utiliza para simular el comportamiento eléctrico de la carga y poder desarrollar las simulaciones de validación de la estrategia de gestión.

El modelo eléctrico de una carga controlable se representa mediante su perfil de consumo. Este perfil se obtiene a partir de la información de las variables *ConPh\_1* y *TimePh\_1* que representan el consumo y la duración de cada fase de operación de la carga controlable. A partir de estas variables se construye el perfil extendido del consumo de la carga controlable. Este perfil está dividido en 720 valores que representan el consumo de la carga durante 24 horas con un intervalo de 2 minutos. Así, el modelo se representa tal como muestra la siguiente expresión:

**Ec. 5.1**

Donde:

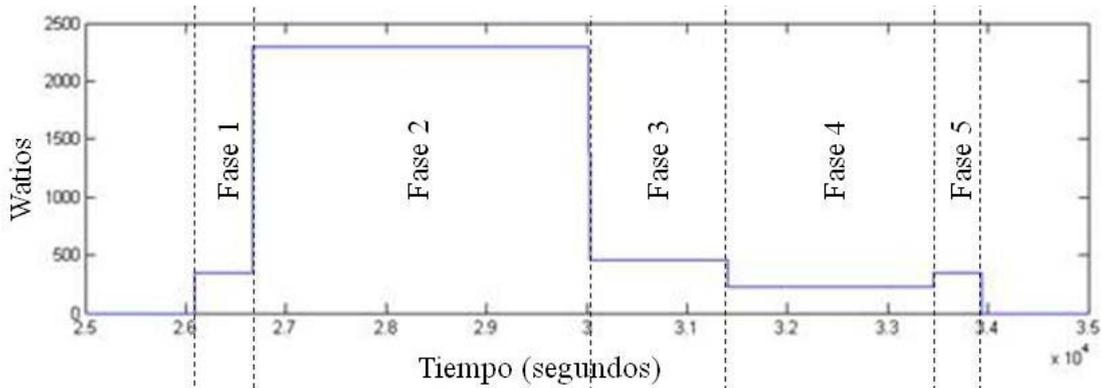
*id*: identificador de carga controlable.

*i*: instante del día (el día está dividido en 720 divisiones representando cada división un intervalo de 2 minutos).

$x$ : entre 1 y 720,  $p$  representa la potencia consumida por la carga del hogar cada 2 minutos (kW).

Para el caso concreto de la lavadora, la Figura 5.15 muestra la representación gráfica de los datos almacenados en las variables *ConPh\_1* y *TimePh\_1*. Esta figura muestra el consumo en vatios en función del tiempo, de un programa de lavado (algodón, 90°C) de la carga controlable lavadora. En el Anexo II se muestra el modelo eléctrico del resto de las cargas controlables del hogar.

<sup>3</sup> La fase de menor duración de las cargas controlables es de 2 minutos, es por ello que se ha seleccionado como base temporal de los modelos y cálculos del gestor una base 2 minutal.



Fase de lavado	Duración (base 2 minutil)	Consumo (kW)
1	5	0,345
2	28	2,3
3	12,5	0,46
4	17	0,23
5	4	0,345

Figura 5.15. Fases y consumo del programa de lavado a 90°C de una lavadora.

- Modelo económico:

El modelo económico de una carga controlable representa su coste de operación,  $coste_{id}$ . Este coste se calcula a partir de las variables  $ConPh\_1(20)$  y  $TimePh\_1(20)$ . Con estas variables se generan los perfiles extendidos de potencia  $P_{id}(720)$ , y de energía,  $E_{id}(720)$ , que representan la potencia y la energía consumida cada 2 minutos por la carga controlable respectivamente. A partir del perfil de energía el coste de la carga controlable se modela según la siguiente ecuación:

Ec. 5.2

Donde:

$PP_{ext}$ : representa el perfil extendido (720 valores) del perfil de precios obtenido a partir de la variable del modelo de información del contador eléctrico  $PP(24)$ .

b. Cargas no controlables

Las cargas no controlables no intercambian información con el GE y dentro de la estrategia de gestión de la demanda sólo tiene sentido el desarrollo de su modelo eléctrico.

- Modelo eléctrico:

El modelo eléctrico se representa mediante un perfil de consumo diario dividido en 720 valores que representan el consumo de estas cargas durante 24 horas, con un intervalo de tiempo de 2 minutos entre cada valor,  $P_{no\_contr}$  (kW).

Ec. 5.3

Donde:

$p_x$ :  $x$  entre 1 y 720,  $p$  representa la potencia consumida por el conjunto de las cargas no

controlables del hogar cada 2 minutos (kW).

c. Contador eléctrico

- Modelo de información:

El contador eléctrico comprende, al igual que las cargas controlables, un modelo de información que incluye las variables correspondientes al perfil de tarifas,  $PP()$ , y al perfil de potencia consumible,  $LPC()$ , ambos de dimensión igual a 24, representando los precios y límites de consumo horarios. El modelo se completa con la variable indicadora de la potencia media consumida (kW) por el conjunto de las cargas del hogar cada 2 minutos,  $P_{total\ contador}$  y la variable identificadora del agente contador eléctrico. Así, de los tres grupos identificados que conforman el modelo de información genérico, el contador eléctrico utiliza únicamente dos, Variables de Información de estado (VIE) y Variables de Ajuste (VA). Al no poder actuar sobre el contador, éste no dispone de Variables de Control (VC). La composición de las variables que conforman cada grupo se muestra a continuación:

- Grupo 1 - Variables de Información del Estado del componente (VIE): conjunto de variables de salida del contador que depende de los consumos de los demás agentes del sistema. La potencia total consumida por el hogar,  $P_{total\ contador}$ , es la única variable de este grupo. Cada 2 minutos el contador envía al GE el valor de esta variable, ver Tabla 5.6.

<i>Variables de Información de Estado (VIE) – Descripción</i>	
$P_{total\ contador}$	Potencia total consumida cada 2 minutos (kW)

**Tabla 5.6.** Variables de Información del Estado del agente contador eléctrico.

- Grupo 3 - Variables de Ajuste del componente (VA): conjunto de variables que definen las características energéticas del agente, el perfil de tarifas,  $PP()$ , y el perfil de potencia consumible,  $LPC()$ , ver Tabla 5.7.

<i>Variables de Ajuste – Descripción</i>	
$PP(24)$	Perfil de precios, 24 valores (c€/kWh).
$LPC(24)$	Perfil de potencia consumible, 24 valores (kW).
$LNName$	Identificador del componente contador eléctrico

**Tabla 5.7.** Variables de Ajuste del agente contador eléctrico.

- Modelo eléctrico:

El modelo eléctrico del contador representa su comportamiento eléctrico. Este comportamiento se limita a realizar el trasvase de la señal de potencia de entrada,  $P_{total\ red}$ , procedente del modelo de la red al modelo de información. El modelo se representa como muestra la siguiente ecuación:

**Ec. 5.4**

d. Red eléctrica interna

La red eléctrica es el medio físico por el que se transmite la energía a las cargas y la información de las variables de los modelos de información. El modelado de la red eléctrica se reduce a su modelo eléctrico.

▪ Modelo eléctrico:

El modelo eléctrico se representa mediante la ecuación del cálculo de la energía consumida en el hogar cada 2 minutos a partir de la potencia consumida por las cargas controlables y no controlables.

Ec. 5.5

Donde:

$n$ : número de cargas controlables.

: potencia consumida por la carga controlable  $id$ .

e. Usuario

▪ Modelo de información:

El modelado del agente usuario se limita al desarrollo de su modelo de información. El usuario es el agente consumidor de los servicios proporcionados por las cargas, controlables o no, presentes en el hogar. Las acciones directas del usuario sobre las cargas controlables se incluyen en el grupo de Variables de Información de Estado (VIE) descritos en la sección (a) de este mismo capítulo.

- Grupo 3 - Variables de Ajuste del componente ( $VA_{usuario}$ ): conjunto de variables que definen las preferencias de uso y prioridades asignadas por el usuario a cada una de las cargas controlables cuya descripción se muestra en la Tabla 5.8.

<b>Variables de Ajuste – Descripción</b>	
<i>Prioridad</i>	Indica la prioridad de la carga controlable.
<i>Pref_uso(10)</i>	Indica los tramos donde se desea operar el electrodoméstico.
<i>LNNName</i>	Identificador de la carga controlable.

**Tabla 5.8.** Variables de Ajuste del agente usuario.

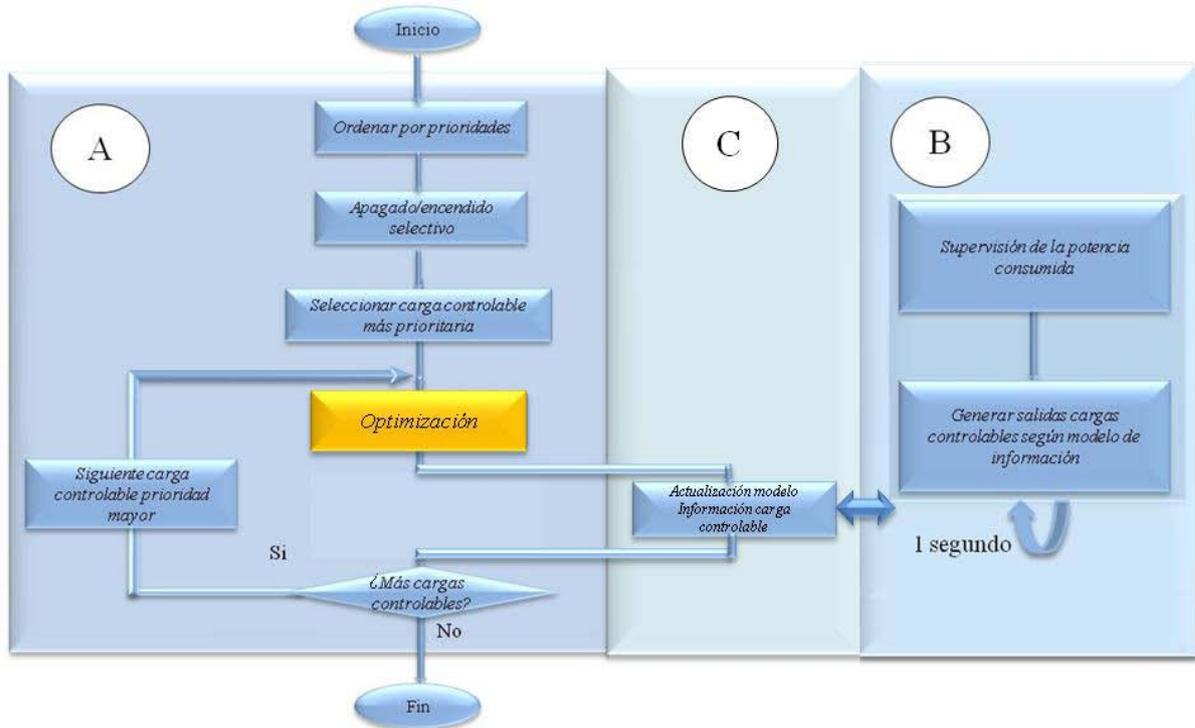
Los niveles de prioridad que puede asignar el usuario se clasifican según el siguiente criterio:

- Cargas no retardables y prioritarias: nivel de prioridad de 10 a 40<sup>4</sup>.
- Cargas retardables: nivel de prioridad de 50 a 80.
- Cargas interrumpibles: nivel de prioridad de 90 a 120.

<sup>4</sup> Para facilitar la gestión de la lógica de asignación de niveles de prioridad, se determina que las cargas más prioritarias tengan unos valores de nivel de prioridad bajos. El nivel de máxima prioridad definido para las cargas controlables es 10 y el mínimo 120.

f. Gestor Energético

El GE es el agente de control encargado de activar y desactivar las cargas controlables del hogar. Tal como se ha descrito en 5.2.5 - *Identificación de la estrategia de control/variables de control*, dentro de la arquitectura centralizada de gestión, el GE recibe las señales del resto de los agentes del sistema y mediante una lógica basada en prioridades calcula sus instantes de activación y realiza su encendido y apagado. El modelado del GE se ha realizado mediante la programación de la secuencia de operación que se muestra en la Figura 5.16.



**Figura 5.16.** Secuencia y bloques de operación de la estrategia de control.

La secuencia de operación del GE está compuesta por tres bloques con periodos de control claramente diferenciados. La activación de la operación de los bloques A y C se produce a partir de una serie de eventos exteriores e interiores. Los eventos exteriores que activan la ejecución de los bloques A y C se producen 1) cuando las cargas controlables envían una petición provocada por una acción del usuario o de la propia carga o 2) cuando el contador envía información relativa a nuevos perfiles de precios o potencias o 3) cuando el usuario decide alterar sus preferencias de uso de las cargas controlables. El evento interior se genera cuando el bloque B detecta que la potencia consumida por las cargas auxiliares provoca un sobreconsumo que pone en riesgo el cumplimiento de las limitaciones de potencia consumible en el hogar. En este caso, el bloque B genera un evento de activación al bloque A para que replanifique la operación de las cargas controlables.

Por su parte, el bloque B se ejecuta con un periodo de control de 1 segundo. Cada segundo este bloque verifica la potencia total consumida por el hogar y genera, en caso de que sea necesario, las señales de salida de activación o desactivación para las cargas controlables.

La activación de la operación del bloque A se inicia con el proceso de clasificación de las cargas controlables, que han requerido su activación o que ya están activas, según su

prioridad (*Ordenar por prioridades*). A continuación se verifica si es necesario realizar el apagado/encendido selectivo de cargas que ya estaban en operación o estaban en pausa (*Apagado/encendido selectivo*). Seguidamente se selecciona la carga de mayor prioridad (*Seleccionar carga controlable más prioritaria*) y se inicia el proceso de optimización con dicha carga (*Optimización*). Una vez finalizado el proceso de optimización, se actualiza el modelo de información de la carga controlable (*Actualización modelo de información de carga controlable*) en el bloque C. A continuación, de vuelta al bloque A, se verifica si ya se han gestionado todas las cargas controlables que han requerido su activación o que ya estaban activas (*¿Más cargas controlables?*). Si no existen más cargas a gestionar se finaliza la ejecución del bloque A. En caso contrario, se selecciona la siguiente carga con la prioridad mayor (*Siguiente carga controlable prioridad mayor*) y se inicia de nuevo el proceso de optimización (*Optimización*).

Por otro lado, la activación del bloque B se realiza de forma síncrona cada segundo, iniciándose con la evaluación del nivel de potencia consumida por el hogar (*Supervisión de la potencia consumida*) y la consiguiente actualización de la información que podrá activar la operación de los bloques A y C. Seguidamente se generan las salidas de activación o desactivación de las cargas controlables (*Generar salidas cargas controlables según modelo de información*) a partir de la información de los modelos de información actualizados por el bloque C.

### 5.3.2 Modelado de la interacción entre los agentes (SISTEMA)

El modelo del sistema se basa en las interacciones entre los modelos de información y los modelos eléctricos de los agentes del sistema. La Figura 5.17 muestra las interacciones de comunicación entre los diferentes agentes del sistema.

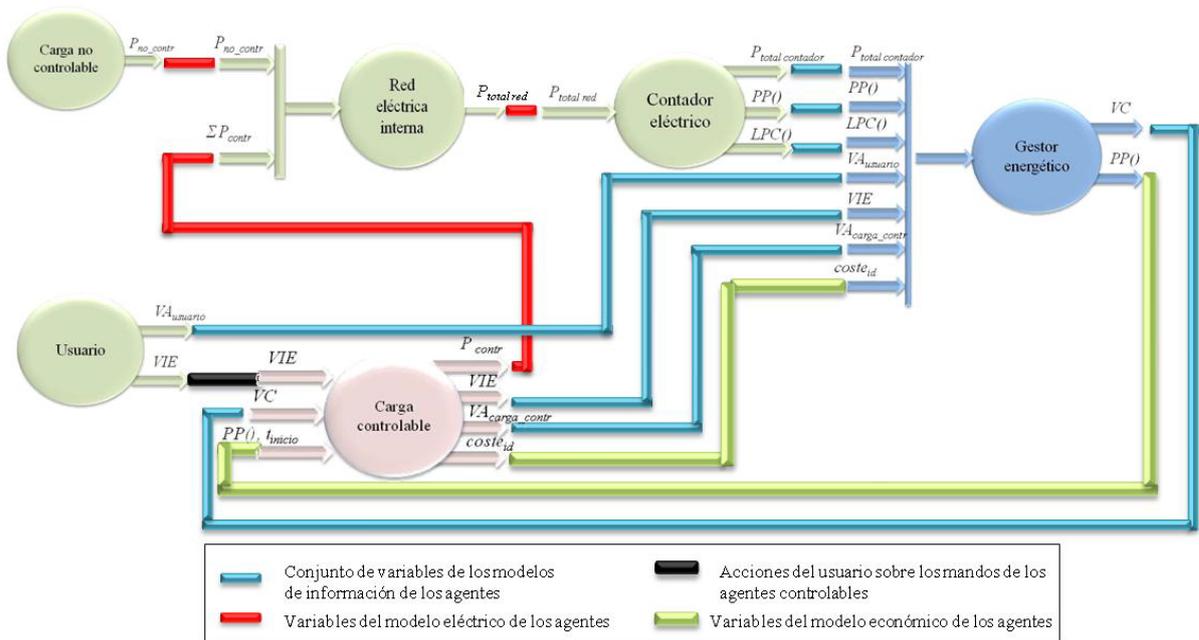


Figura 5.17. Modelo de interacción entre agentes.

Tal como muestra la Figura 5.17, las comunicaciones entre los agentes contador, usuario, cargas controlables y el gestor energético se realiza mediante el intercambio de información de los modelos de información de cada agente (conexiones color azul). La información intercambiada por los modelos eléctricos de los agentes (conexiones color rojo)

relaciona los consumos de potencia de las cargas controlables y no controlables y genera la entrada al agente contador eléctrico. El modelo eléctrico de interacción entre agentes es similar al modelo eléctrico del agente pasivo red eléctrica que se modela mediante la ecuación Ec. 5.5. En la Figura 5.17 también se muestra la interacción entre el agente usuario y las cargas controlables (conexiones negras). Por último, se muestra la información intercambiada entre el agente de control y la carga controlable relacionada con el modelo económico de las cargas controlables (conexiones verdes).

### 5.3.3 Reproducción de la problemática

A partir de los modelos descritos en este capítulo se ha realizado un modelo del sistema completo capaz de simular su comportamiento energético. Este modelo se ha desarrollado sobre la plataforma de simulación MATLAB-SIMULINK. En el sistema se ha incluido un modelo de los mandos de las cargas controlables para simular las acciones del usuario sobre las mismas. Los eventos de cambio de tarifas o límites de potencia, los valores de las potencias consumidas por las cargas no controlables así como los cambios de las prioridades o preferencias de uso por parte del usuario, se realizan a partir de ficheros preconfigurados. La Figura 5.18 muestra el esquema del modelo del sistema desarrollado.

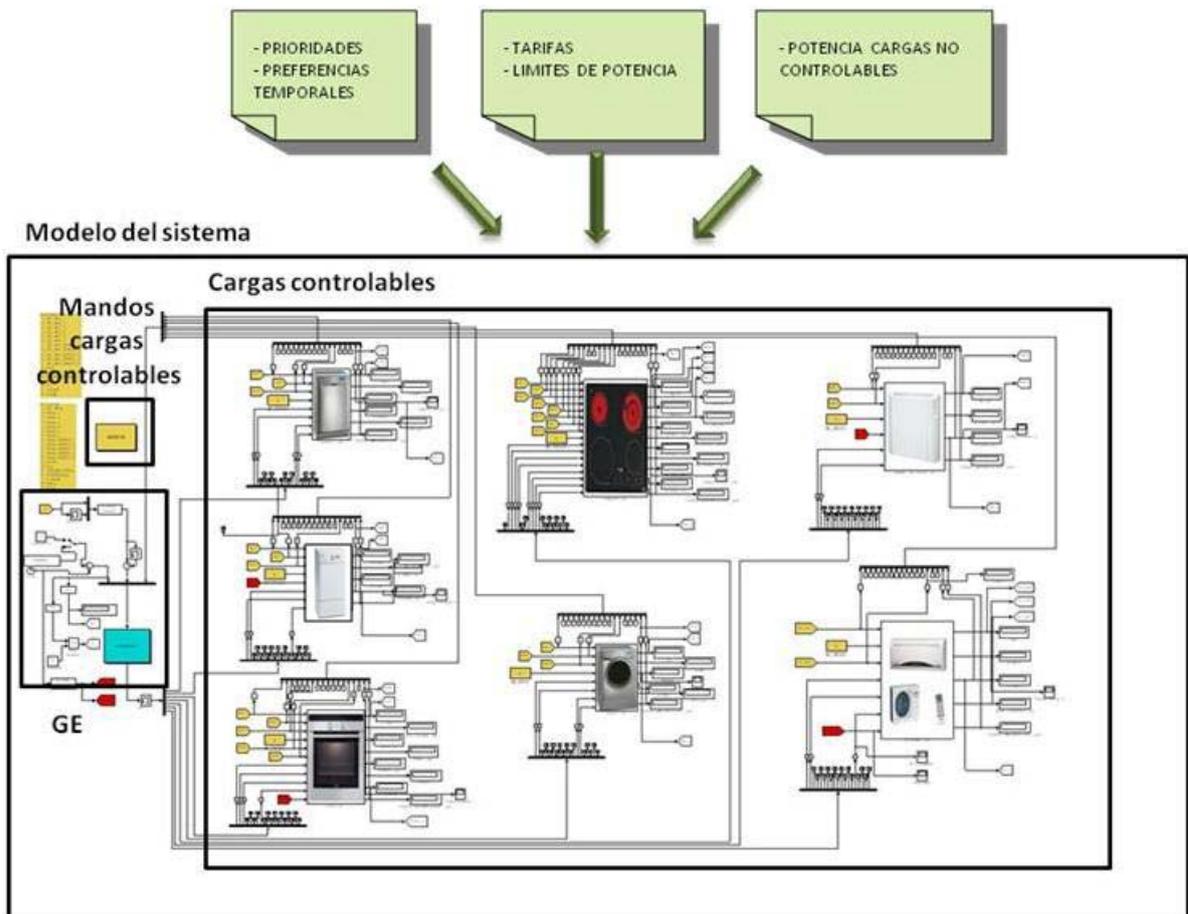


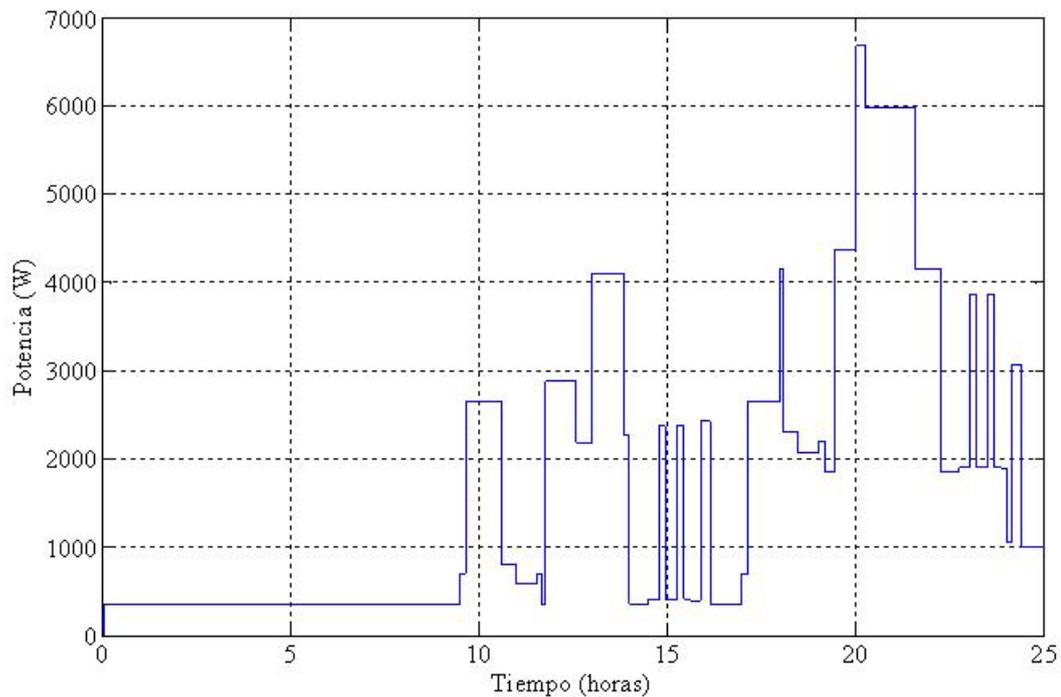
Figura 5.18. Modelo del sistema desarrollado en MATLAB-SIMULINK.

Para reproducir la problemática se ha realizado una simulación de 24 horas en la que se realiza el encendido de diferentes electrodomésticos a lo largo del día siguiendo la lógica de comportamiento de un hogar tipo. En este escenario no existen limitaciones de potencia consumible ni se han marcado preferencias de uso del usuario. El encendido de los electrodomésticos se realiza en los instantes que se describen en la Tabla 5.9.

Encendido (hora)	Electrodoméstico	Encendido (hora)	Electrodoméstico
09:30	Lavadora	11:45	Secadora
13:00	Inducción	14:30	Lavavajillas
17:00	Lavadora	18:00	Radiador
19:26	Secadora	20:00	Horno
22:45	Lavavajillas		

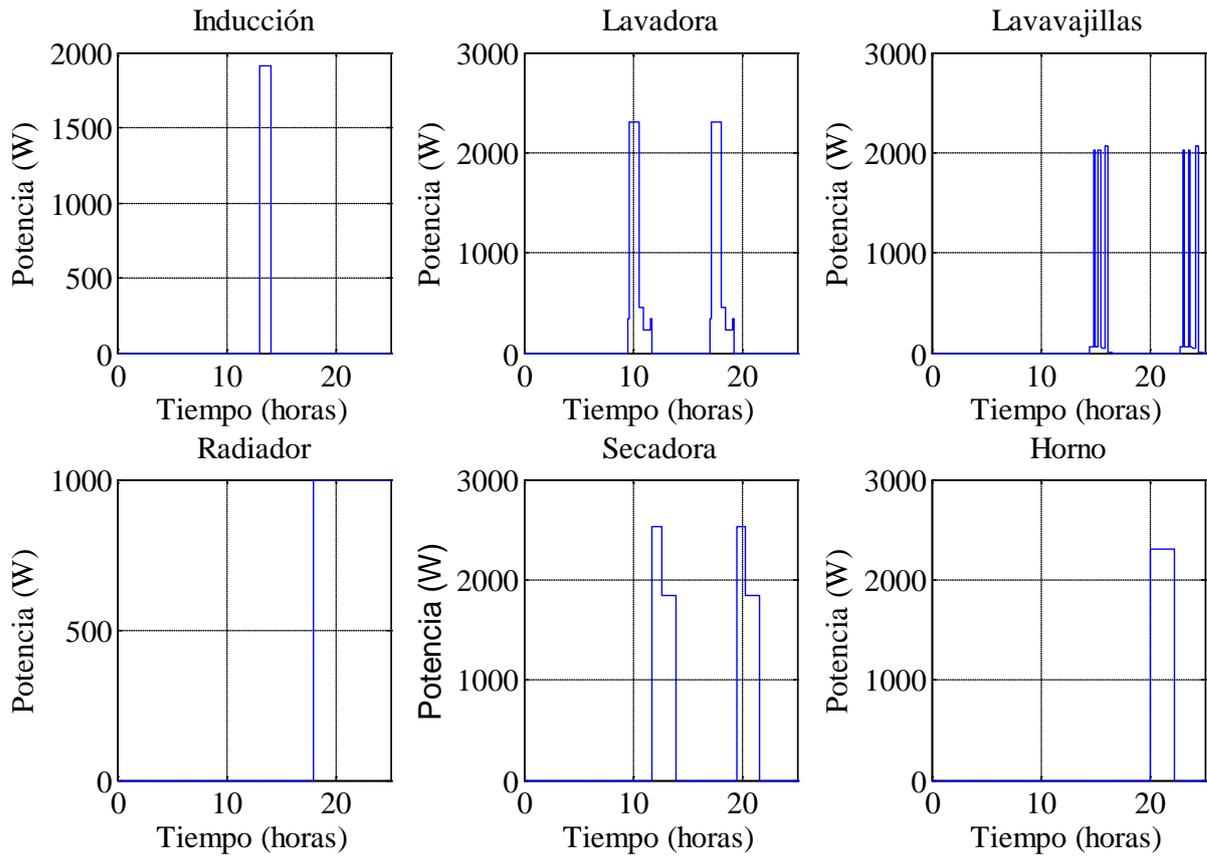
**Tabla 5.9.** Secuencia temporal de encendido de los electrodomésticos.

La Figura 5.19 muestra la evolución del consumo doméstico simulado. En este escenario la tarifa eléctrica se mantiene constante durante todo el día y el límite de consumo de potencia es de 10 kW para las 24 horas. Al mantenerse fijo el precio de la electricidad no existe un momento de activación más económico que otro. En esta situación, los electrodomésticos empiezan a consumir inmediatamente después de ser encendidos por lo que hay momentos del día donde varios electrodomésticos operan simultáneamente. Como se muestra en la Figura 5.19, durante el día se producen dos picos significativos en el consumo, uno de ellos hacia el mediodía y otro hacia las nueve de la noche.



**Figura 5.19.** Evolución del consumo doméstico durante 24 horas.

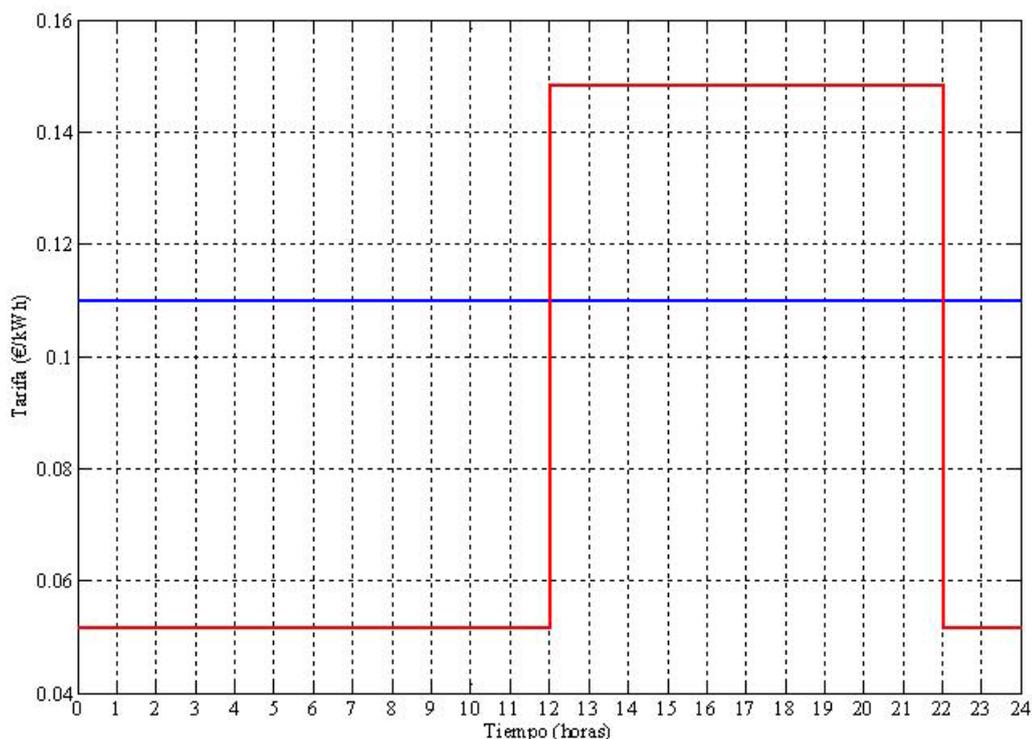
La Figura 5.20 muestra la evolución de los consumos de potencia de los diferentes electrodomésticos durante este periodo. La energía consumida en este escenario doméstico alcanza los 43,88 kWh, lo que supone un gasto energético de 4,83 € al día para un precio de 0,11 €/kWh. El consumo de las cargas controlables se ha considerado constante a lo largo del día y de un valor de 350 W.



**Figura 5.20.** Evolución del consumo de los electrodomésticos.

Con el objetivo de aplanar la curva de demanda agregada de los consumidores domésticos, las compañías suministradoras de electricidad generan diferentes modalidades de contratos donde se ofrece a los usuarios unos precios variables en función del periodo. Estos contratos ofrecen reducciones de la tarifa de la electricidad, respecto a la tarifa constante, en las horas valle e incrementan los precios en las horas punta. Así, por ejemplo se puede encontrar la tarifa de discriminación horaria (TDH), ofertado por unas de las principales compañías suministradoras de electricidad nacionales (IBERDROLA), donde entre las 12 horas y las 22 horas el coste del kWh es un 35% mayor que la tarifa constante siendo un 47% más barato durante el resto del día. La Figura 5.21 muestra el precio del kWh con un contrato constante de 0,11 kWh (azul) y el de la modalidad TDH (rojo) ofertada de forma genérica a todos los clientes.

En el caso de la modalidad TDH y no existiendo ninguna gestión automática de la demanda en el hogar, el gasto energético diario del escenario de la Figura 5.19 ascendería a los 4,99 € un precio superior al escenario con tarifa fija de 0,11 €/kWh.



**Figura 5.21.** Tarifa constante (azul), tarifa con discriminación horaria TDH (roja).

## 5.4 Optimización

A continuación se desarrollan los pasos que integran la etapa de OPTIMIZACIÓN de la metodología.

### 5.4.1 Definición de función objetivo/restricciones/operación

La etapa de optimización se inicia con la identificación de los términos de la función objetivo, las restricciones y los parámetros de operación de la optimización: el periodo de resolución y evaluación.

#### a. Función objetivo

El objetivo de la optimización es minimizar el coste de operación de las cargas controlables del hogar. La función objetivo utiliza como variables de control para alcanzar el óptimo, la variable indicadora del momento de activación de cada una de las cargas controlables que han requerido su activación.

- Variable de control:  $t_{inicio}^{id}$ .

Donde:

$id$ : identificador de cada carga controlable que ha requerido la activación o ya está activa.

En cuanto a las variables de estado de la función objetivo, éstas están relacionadas con:

- Las variables de los grupos 1, 2 y 3 del modelo de información de las cargas controlables, ver Tabla 5.3, Tabla 5.4 y Tabla 5.5.

- Los perfiles de precios y límites de potencia descritos en el modelo de información del contador eléctrico así como el valor de la potencia consumida en el hogar, ver Tabla 5.6 y Tabla 5.7.
- Las preferencias de uso definidas por el usuario para cada carga controlable, (prioridades y preferencias temporales), ver Tabla 5.8.

A partir de los datos anteriormente descritos, la formulación de la función objetivo de la instalación se representa como la suma de los costes de operación de cada una de las cargas que han requerido su activación.

Ec. 5.6

Para el caso en el que todas las cargas controlables requieren su activación o ya estuviesen activas la ecuación anterior queda:

Ec. 5.7

Así, la optimización se representaría de la siguiente forma:

Ec. 5.8

#### b. Restricciones

La primera de las restricciones está relacionada con la potencia máxima consumible por las cargas en el hogar. Así, la formulación de esta restricción queda definida por la siguiente ecuación:

Ec. 5.9

Donde:

$P_{id}$ : representa el perfil extendido (720 valores) de potencia calculado a partir de las variables  $ConPh\_I(20)$  y  $TimePh\_I(20)$  de cada carga controlable.

$LPC_{ext}$ : representa el perfil extendido (720 valores) de límite de potencia obtenido a partir de la variable del modelo de información del contador eléctrico  $LPC(24)$ .

La siguiente restricción está relacionada con las preferencias temporales definidas por el usuario. Para cada carga controlable se han definido 2 periodos temporales a lo largo del día que pueden ser configurables por el usuario. Cada periodo está compuesto por un valor que define el instante de inicio del periodo, , y un valor que define el instante final del periodo en el que el usuario desea activar la carga controlable, . La restricción de preferencias se formula de la siguiente manera.

c. Operación del sistema

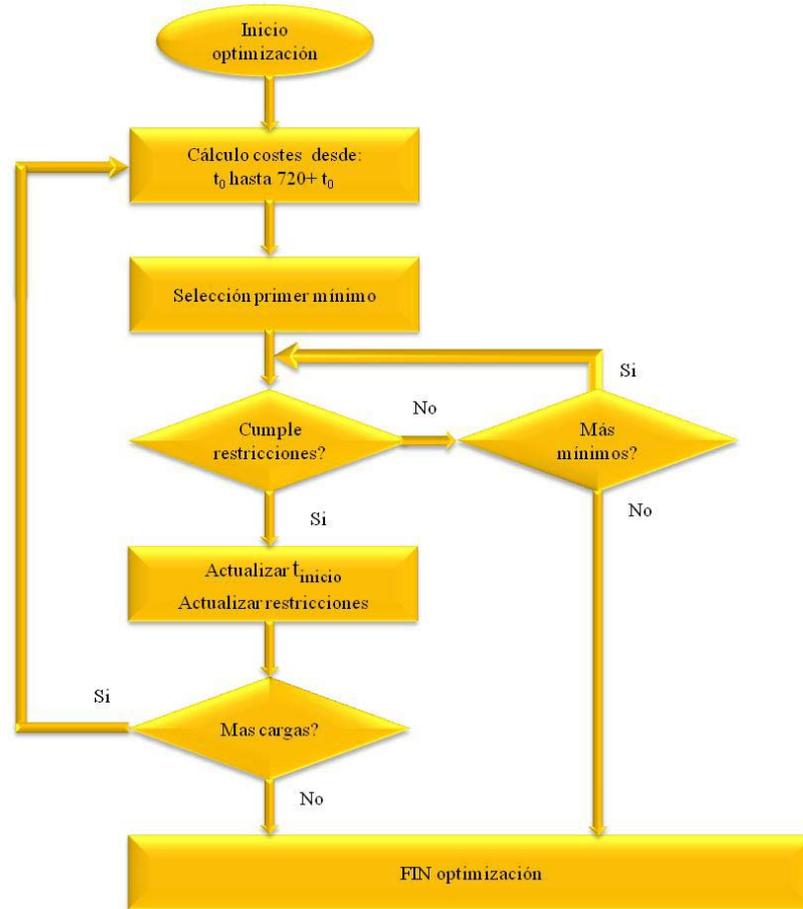
El modo de operación de la optimización en el escenario analizado es *simulado*. En cada invocación, el modelo evoluciona en el tiempo desde un valor de  $t_{inicial} = 0$  a  $t_{final} = (t_{inicial} + \text{periodo de evaluación})$ . Este modo de operación obliga a definir un valor para el periodo de evaluación que para el escenario en estudio es de 24 horas. Se considera una ventana de 24 horas como el horizonte para que los procesos requeridos por el usuario se cumplan.

La aplicación de la optimización para el caso estudiado se centra en una operación *on-line* del sistema, por lo que es necesaria la definición del periodo de resolución de la optimización. Se considera que la optimización debe alcanzar la solución óptima en 1 segundo. En efecto, se estima que 1 segundo es el tiempo máximo entre una petición del usuario y la respuesta del gestor sin que el usuario perciba el retraso. Así, el gestor energético debe ser capaz de responder a las demandas realizadas por el usuario, al accionar los mandos de las cargas controlables, en un periodo no superior al segundo.

5.4.2 Selección del algoritmo de optimización

Tal como se ha comentado en 5.2.5 - *Identificación de la estrategia de control/variables de control*, el ambiente doméstico presenta una serie de características, alto nivel de imprevisibilidad y tiempos de ejecución reducidos, que además de condicionar la arquitectura de gestión también restringen las opciones de selección del algoritmo de optimización a aplicar. Diferentes autores han propuesto el uso de algoritmos heurísticos para la resolución de este tipo de problemas. Así, en [ANE-02] se propone la utilización de técnicas heurísticas modernas como las redes neuronales para optimizar el gasto energético de la iluminación en un edificio. Sin embargo, debido a los largos periodos requeridos por estas técnicas para alcanzar una lógica de actuación precisa, su utilización sobre un ámbito doméstico con alto nivel de imprevisibilidad no es recomendable. Del mismo modo en [OGA-03] se proponen los algoritmos genéticos como herramienta de optimización en un ámbito doméstico donde se incluyen la iluminación y el aire acondicionado como elementos a controlar. Sin embargo, los altos requerimientos de tiempos de computación y capacidad de procesamiento de los dispositivos de gestión central donde se integran estos algoritmos limitan su utilización sobre el ámbito doméstico.

Para superar las limitaciones de las propuestas presentadas, en el presente trabajo se propone el desarrollo de un algoritmo de optimización de base heurística integrado por un conjunto de reglas y operaciones lógicas que tienen como objetivo reducir el coste de la factura eléctrica respetando las preferencias marcadas por el usuario y con tiempos de ejecución reducidos, menores al segundo. El objetivo del algoritmo de optimización desarrollado es el de encontrar los instantes de activación de las cargas controlables,  $t_{inicio}$ , (ver Tabla 5.4) que aseguren el cumplimiento de las restricciones y la minimización del coste energético. Como resultado de la optimización se actualizan las variables de las cargas controlables que requieren su activación. Para alcanzar la actualización de estas variables las reglas y operaciones lógicas que se han desarrollado se muestran en el diagrama de flujos de la Figura 5.22.



**Figura 5.22.** Secuencia de operación del algoritmo de optimización.

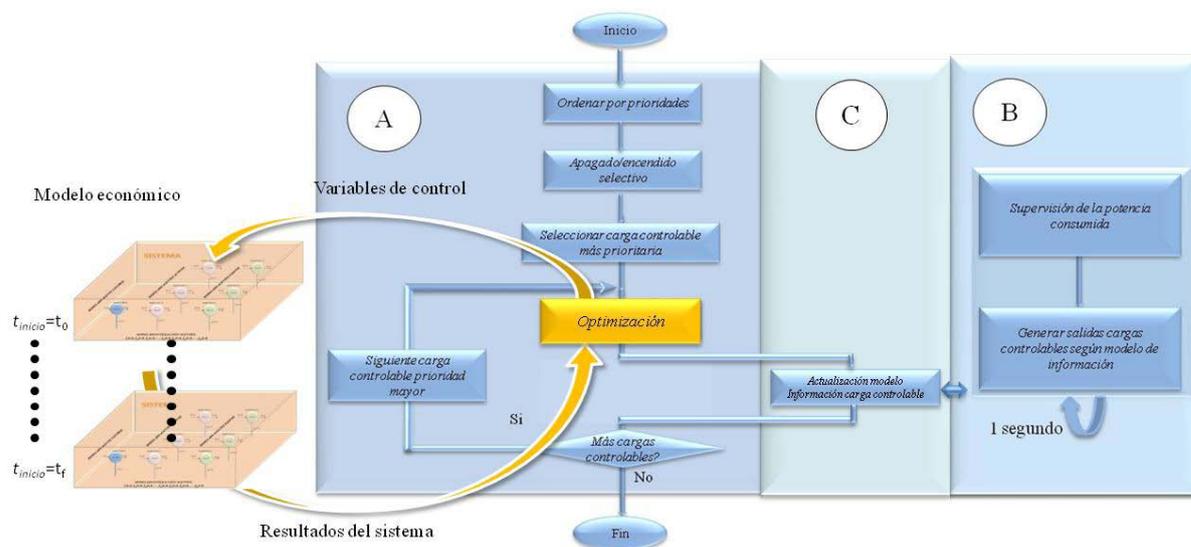
La secuencia se inicia con el cálculo del coste de activación de la carga controlable en cada una de los posibles instantes desde el momento que se invoca al algoritmo,  $t_0$ , hasta el final del periodo de evaluación,  $t_0+720$ , que corresponde a un horizonte de evaluación de 24 horas tomados con base 2 minatural. Del conjunto de valores de coste se selecciona el valor de coste mínimo y se verifica si en el instante en el que se produce se cumplen las restricciones de potencia y uso temporal definidos en Ec. 5.9 y Ec. 5.10. El cumplimiento de las restricciones implica la actualización de la variable  $t_{inicio}$ . En caso de existir más cargas para activar se realiza la misma secuencia desde el inicio. Si no existen más cargas la optimización se da por finalizada. En el caso en el que las restricciones no se cumplan, se selecciona el siguiente valor mínimo y se repite la verificación del cumplimiento de las restricciones hasta que se localice un instante de activación válido.

#### 5.4.3 Aplicación del algoritmo de optimización

El algoritmo de optimización seleccionado se integra dentro del bloque A del gestor energético. A partir de la secuencia y bloques de operación de la estrategia de control (ver Figura 5.16), se ha realizado la programación del gestor utilizando el código de programación del entorno de simulación MATLAB-SIMULINK y se ha integrado en el modelo del sistema (ver Figura 5.18). En cuanto al entorno de programación, se ha utilizado el modelo desarrollado en el capítulo 5.3.3 - *Reproducción de la problemática*.

Una vez lanzada la simulación del sistema, ésta evoluciona en el tiempo, con un paso de simulación de 0,5 segundos y un horizonte de simulación infinito. En este contexto, cada vez que se produce alguno de los eventos externos o interno descritos en el capítulo 5.3.1 -

Modelado de los agentes, apartado *f - Gestor Energético*, se produce una invocación al algoritmo de optimización. Una vez activado, el algoritmo realiza simulaciones iterativas del comportamiento económico del sistema para determinar el momento de activación óptimo de cada carga controlable. La Figura 5.23 muestra la secuencia de operación del proceso de optimización.



**Figura 5.23.** Diagrama secuencial de la optimización de la gestión de la demanda.

El algoritmo de optimización tiene como entradas el modelo de información de las cargas controlables (ver Tabla 5.3, Tabla 5.4 y Tabla 5.5), el modelo de información del usuario (ver Tabla 5.8), el modelo de información del contador (ver Tabla 5.6 y Tabla 5.7) y la fecha de invocación.

### 5.5 Análisis de resultados

Para realizar el análisis de los resultados de la optimización se toma como base la secuencia temporal de encendido de los electrodomésticos descrita en el capítulo 5.3.3 - *Reproducción de la problemática*.

Las prioridades marcadas por el usuario para los electrodomésticos se muestran en la Tabla 5.10.

Electrodoméstico	Prioridad	Observaciones	Prioridades temporales	
Inducción	14	Prioritaria no retardable	-----	
Horno	16	Prioritaria no retardable	-----	
Lavadora	52	Retardable	Rango 1 (9:30 – 16:30)	Rango 2 (17:00-24:00)
Secadora	63	Retardable	Rango 1 (11:45 – 18:45)	Rango 2 (19:30 – 04:00)
Lavavajillas	66	Retardable	Rango 1 (14:30 – 18:30)	Rango 2 (22:45-04:00)
Radiador	98	Interrumpible	-----	

**Tabla 5.10.** Tabla de prioridades marcadas por el usuario.

La Figura 5.24 muestra los consumos eléctricos totales del hogar en el caso en el que no se realiza ningún tipo de gestión (a) y en el caso en el que se aplica la gestión optimizada teniendo en cuenta la TDH (b).

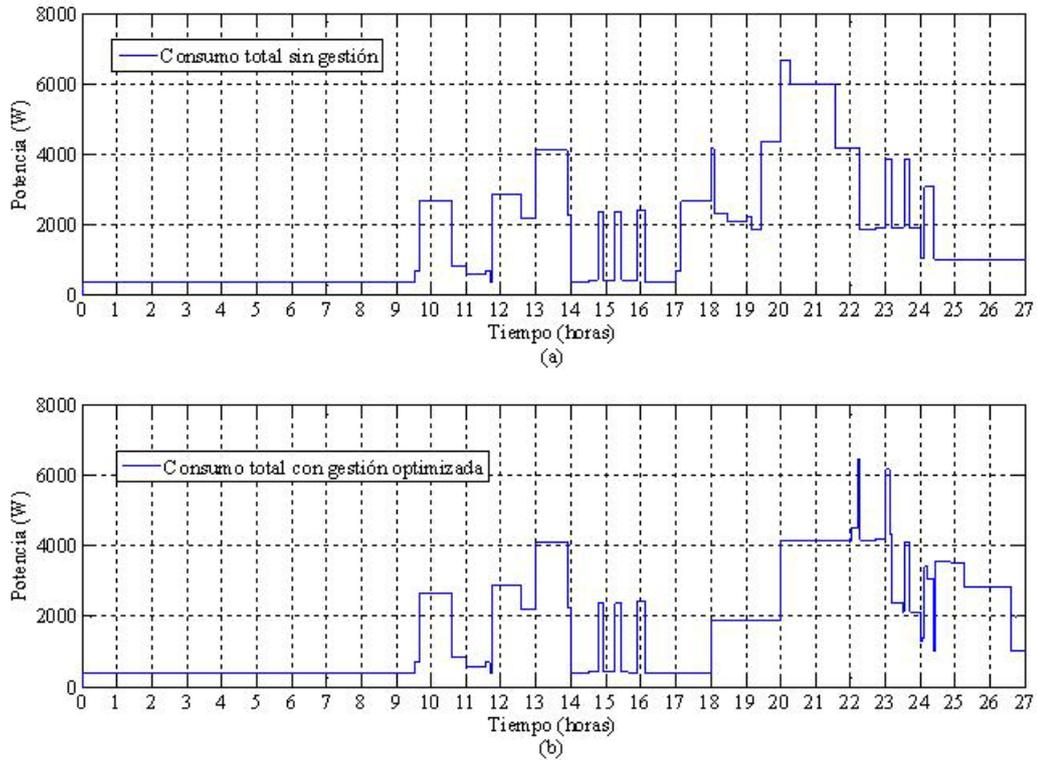


Figura 5.24. Consumo total sin gestión (a) y con gestión optimizada, tarifa TDH (b).

El consumo energético es idéntico en ambos casos, 43,88 kWh, pero la forma de realizar ese consumo cambia al activarse la optimización. La Figura 5.25 muestra la diferencia entre la potencia consumida cuando no se realiza ninguna gestión sobre el consumo y la potencia consumida cuando actúa la gestión.

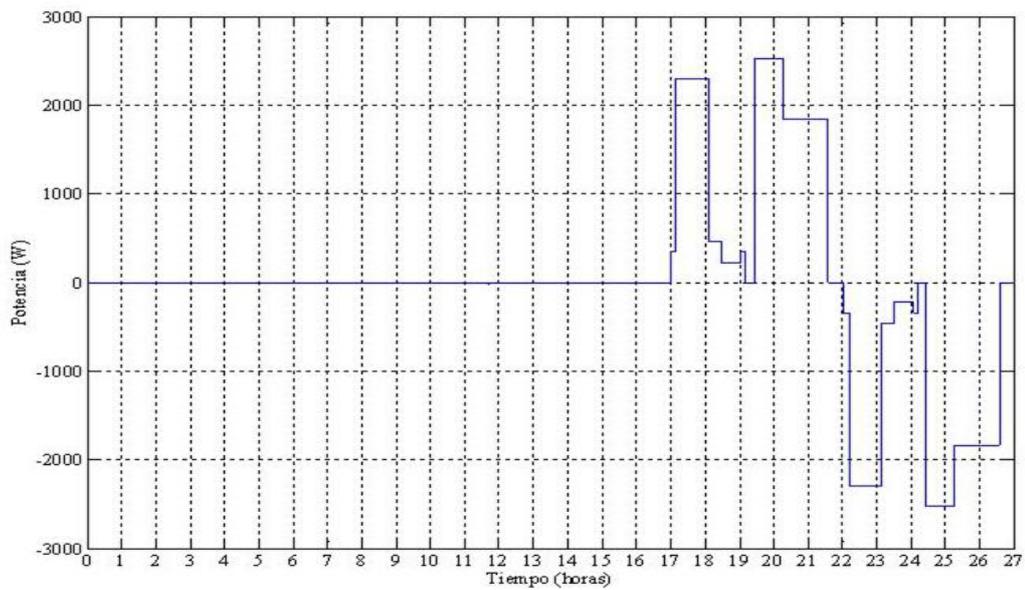


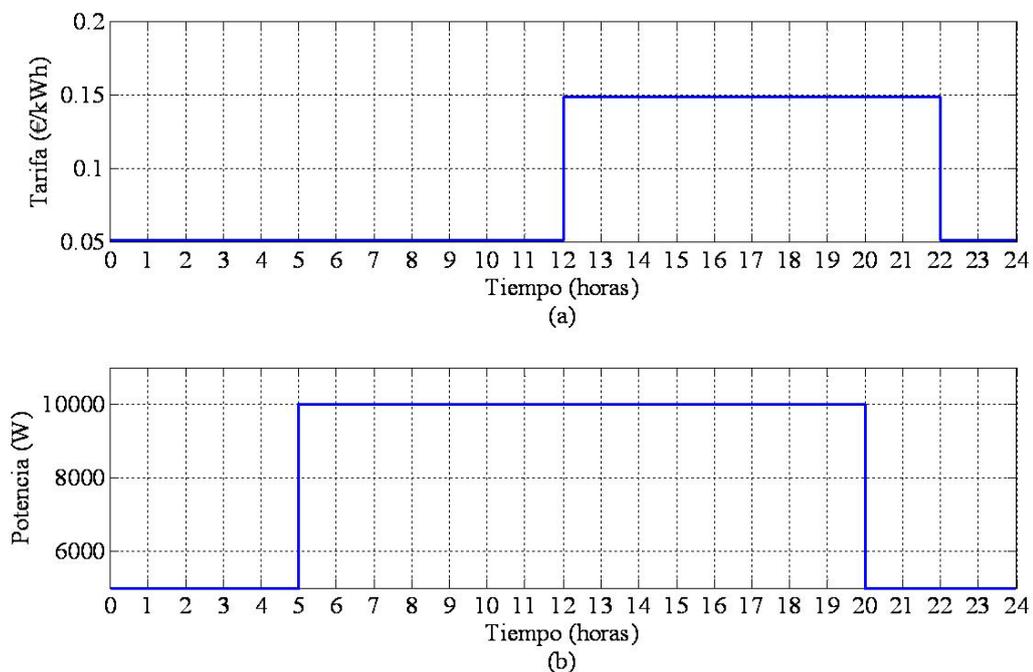
Figura 5.25. Diferencia entre consumo total sin gestión y con gestión.

Puede observarse cómo la diferencia entre los consumos, sin gestión y con gestión, en la primera parte del día (hasta las 17 horas) es cero. Esto significa que la activación de los electrodomésticos, calculada por la optimización, coincide con los tiempos de encendido iniciales. A partir de las 17 horas el gestor energético modifica automáticamente los instantes de activación del elemento retardable lavadora e indirectamente provoca que el usuario retarde la activación de la secadora hasta la zona de menor coste.

El gasto energético diario al aplicar la optimización es de 4,32 €kWh. La gestión óptima de la demanda consigue reducir en un 10,5% el gasto energético diario respecto al escenario sin gestión y con tarifa fija de 0,11 €kWh. Respecto al escenario con TDH y sin gestión, la optimización alcanza una reducción del 13,4%.

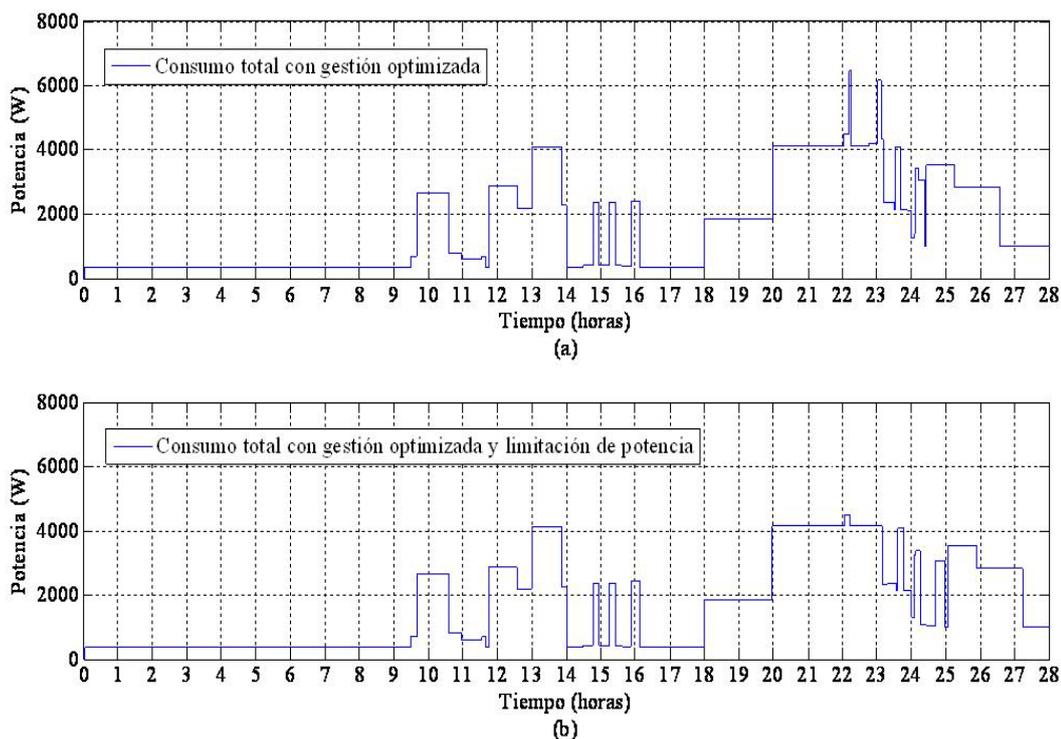
Además, la planificación de la activación de los electrodomésticos por parte del gestor consigue eliminar el pico de potencia durante el periodo comprendido entre las 20 horas y las 21:30 horas al desplazar la operación de la lavadora y provocar el desplazamiento de la activación de la secadora hacia la zona final del día.

Sin embargo, en la Figura 5.24 (b) puede observarse que los picos de consumo, aunque con menor intensidad, se han desplazado hacia la zona comprendida entre las 22 y 23 horas. Para reducir aún más la intensidad de estos picos hasta llegar a eliminarlos se propone la utilización de un perfil variable de potencia límite consumible en el hogar. La Figura 5.26 (a) muestra el perfil de precios de la TDH al que se le ha añadido un nuevo perfil de potencia consumible (10 kW entre las 05:00-20:00 y 5 kW de las 20:00 hasta las 05:00 del día siguiente), ver Figura 5.26 (b). El objetivo de la combinación de estos dos perfiles es doble. En primer lugar, el perfil de precios busca reducir el pico en las horas punta (entre las 20 y las 21:30). En segundo lugar el nuevo perfil de potencia límite busca evitar que el desplazamiento de las cargas provoque la aparición de la punta en horas posteriores.



**Figura 5.26.** Perfil de tarifa (a) y perfil de potencia límite (b).

En la Figura 5.27 se muestra la evolución del consumo total con gestión optimizada y TDH (a) y con gestión optimizada, TDH y limitación de potencia (b).



**Figura 5.27.** Consumo total con gestión optimizada, tarifa TDH (a) y con gestión optimizada, tarifa TDH y límite de potencia (b).

La Figura 5.27 (b) muestra el efecto del nuevo perfil de potencia límite sobre los picos de potencia. Puede observarse cómo la limitación a 5 kW de la potencia consumible en el entorno doméstico provoca que el algoritmo de gestión escalone temporalmente la activación de los electrodomésticos en función de sus niveles de prioridad. El algoritmo de gestión retrasa la activación del lavavajillas y la secadora evitando superar el límite de potencia consumible y eliminando los picos que superan dicho límite. El coste en este caso es el mismo que en el caso anterior ya que la modificación de las activaciones se realiza, en ambos, casos en el periodo de tarifa reducida. Por supuesto esta restricción en el límite de potencia consumible tendría que venir acompañada de una reducción de la tarifa durante el mismo periodo, para ser aceptada por el usuario, lo que conllevaría a una reducción del coste energético.

## 5.6 Conclusiones

La posibilidad de retardar el encendido de ciertas cargas domésticas permite, al ámbito doméstico, reducir el consumo eléctrico diario en los periodos punta. Este desplazamiento en la activación de las cargas busca alcanzar el objetivo de aplanamiento de la curva de demanda agregada de los consumidores domésticos que contribuya a mejorar la eficiencia energética de la red de distribución de BT. Para alcanzar este objetivo y dentro de un entorno de control indirecto de la demanda es necesario que las señales de las tarifas eléctricas se combinen con una gestión, manual o automática, de la activación de las cargas domésticas para lograr el doble objetivo de reducción del consumo en los periodos punta y la reducción del gasto eléctrico del usuario. Cuando la gestión de la demanda se realiza de forma automática se facilita al usuario la optimización de la reducción de su gasto eléctrico sin necesidad de que tenga un conocimiento directo de las tarifas ni de las características energéticas de sus cargas controlables.

En el contexto del escenario analizado los resultados de la aplicación de la optimización muestran la validez del algoritmo heurístico desarrollado obteniéndose reducciones del gasto

eléctrico, provocado por las cargas controlables, del orden del 10% respecto a un escenario arbitrario (sin gestión). La propuesta de clasificación de las cargas en tres niveles (controlables, no controlables e interrumpibles) en función del nivel de prioridad marcado por el usuario, permite a éste adaptar la gestión óptima a sus necesidades diarias sin necesidad de alterar la lógica de actuación del algoritmo. Junto con la configuración de las prioridades de uso por parte del usuario, la caracterización del consumo eléctrico de las cargas a controlar y el perfil de tarifas y potencias consumibles son requisitos indispensables para poder realizar una planificación óptima de su operación. Además la señal del consumo eléctrico total del hogar permite a la optimización tener en consideración las cargas no controlables del hogar a la hora de realizar su planificación.

El desarrollo del modelo información de las cargas controlables y la estrategia de GdD desarrollados son dos de las aportaciones originales de esta tesis.

## 6. OPTIMIZACIÓN DE LA GESTIÓN DE LA AUTOGENERACIÓN EN EL SECTOR RESIDENCIAL Y SERVICIOS

La integración de la GDP de origen renovable (fotovoltaico, eólico) en el sector residencial y edificios contribuye a reducir el consumo energético neto de este sector y altera el tradicional intercambio energético entre el edificio y la red. Cuando el intercambio energético se reduce hasta valores iguales a cero o incluso se invierte de signo (ZEB, *Zero Energy Buildings*) se está asegurando una operación *environmentally-friendly* del edificio [AIT-11]. Cuando además, este intercambio energético se gestiona para realizarlo en los periodos y en la forma que mayor beneficio aporte a la red, operación *grid-friendly*, el edificio ZEB se transforma en un edificio ZEB-activo. Los ZEB-activos además de cubrir sus propias necesidades energéticas podrán prestar servicios auxiliares a la red como la contribución a la reducción de los picos de demanda o el apoyo a la regulación del factor de potencia en las redes en las que se conectan.

Para posibilitar la operación activa del edificio, además de los sistemas de generación renovable, es necesaria la instalación en el edificio de uno o varios sistemas de almacenamiento [AIT-11]. Estos sistemas permiten equilibrar los periodos de exceso o déficit energético permitiendo al edificio comportarse como una fuente de generación y consumo controlable. Cuando alguno de los sistemas de almacenamiento presentes en el edificio se basan en el hidrógeno éstos pasan a denominarse ZEB-H<sub>2</sub> activos.

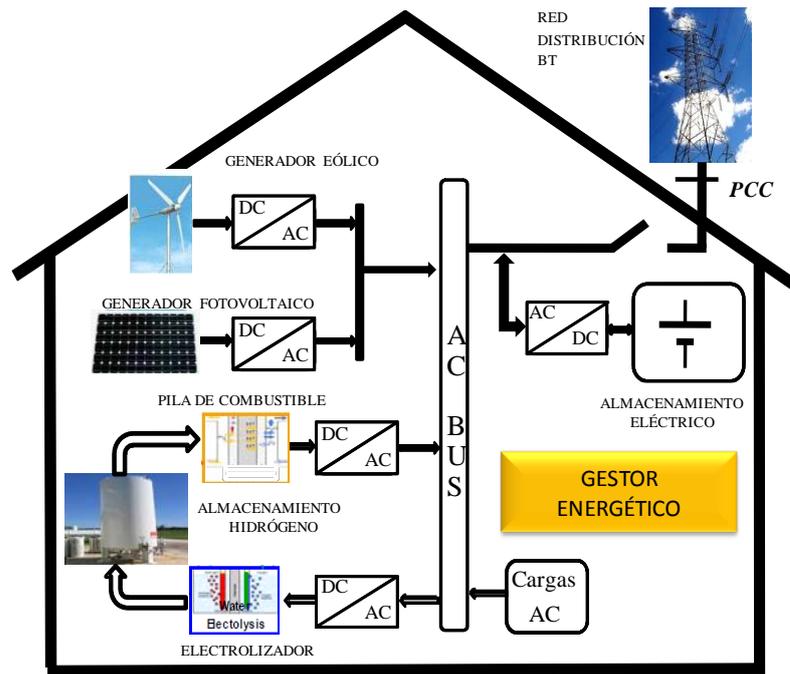
En este capítulo se presenta una instalación energética de un edificio ZEB-H<sub>2</sub> activo donde se integran sistemas de generación de origen renovable (fotovoltaico y eólico) y que es capaz de operar, tanto en modo conectado a red como en modo autónomo. El sistema además integra un sistema de almacenamiento eléctrico y otro en forma de hidrógeno. La incorporación de dos sistemas de almacenamiento controlables de diferente naturaleza, tanque de hidrógeno y baterías, además de permitir gestionar la no coincidencia entre la generación de origen renovable y la demanda posibilita alcanzar un compromiso entre los aspectos económicos locales de operación del sistema y los servicios auxiliares a cumplir por la instalación. Para alcanzar dicho compromiso de una manera óptima se presenta la aplicación de la metodología descrita en el capítulo 3, sobre el ZEB-H<sub>2</sub> activo.

El objetivo de operación de la instalación es asegurar el mayor nivel de contribución a la operación de la red en modo conectado a red y la estabilidad de la instalación en modo autónomo. La aplicación de las herramientas de optimización energética asegurará que se alcanza este objetivo minimizando además el coste de operación de la instalación y respetando las limitaciones de operación marcadas para el sistema. A continuación, se describe la realización de cada uno de los pasos que integran la metodología de aplicación de las herramientas de optimización sobre el escenario descrito.

### 6.1 Identificación de la problemática y objetivo

En los últimos años numerosas investigaciones y plantas de demostración han analizado y demostrado la viabilidad técnica y los beneficios de la combinación entre energías renovables e hidrógeno [HIS-99] [HHW-06] [BER-08]. En estos sistemas la energía es generada por fuentes de generación de origen renovable, fotovoltaica y eólica principalmente. Estas instalaciones incluyen sistemas de almacenamiento de medio-largo plazo, generalmente en forma de hidrógeno, y almacenamiento a corto plazo, básicamente baterías que se utilizan para cubrir los desequilibrios instantáneos entre la generación y la demanda. En línea con estas investigaciones en este trabajo de tesis se presenta la aplicación de la optimización sobre

una instalación ZEB-H<sub>2</sub> activa cuya distribución esquemática se presenta en la Figura 6.1.



**Figura 6.1.** Distribución esquemática de la instalación ZEB-H<sub>2</sub> activa.

La instalación está compuesta por varios sistemas de generación (una pila de combustible, generadores eólicos y fotovoltaicos) y dos sistemas de almacenamiento, medio-largo plazo en forma de hidrógeno (electrolizador-tanque hidrógeno) y corto plazo (baterías). El sistema incluye un grupo de cargas eléctricas y una conexión con la red eléctrica principal. Todos los sistemas de generación y almacenamiento están conectados a un bus de corriente alterna mediante los correspondientes dispositivos de electrónica de potencia. La instalación se completa con un sistema de control energético que se encarga de gestionar los distintos sistemas de generación y almacenamiento del sistema. Las características eléctricas de la instalación se muestran en la Tabla 6.1.

Dispositivo	Potencia de pico (kW)	Energía (kWh)
Sistema fotovoltaico	10 kW	
Sistema eólico	11 kW	
Pila de combustible PEM	12 kW	
Compresor	1,4 kW	
Electrolizador Alcalino	20 kW	
Sistema de almacenamiento eléctrico	±40 kW	Límite 200 kWh
Sistema de almacenamiento hidrógeno (15 tanques)		1,25 m <sup>3</sup> , 200 bar por tanque Total: 3000 m <sup>3</sup>
Cargas	12 kWp	

**Tabla 6.1.** Características de los sistemas de generación y consumo.

El dimensionamiento de los dispositivos de la instalación responde a los siguientes criterios:

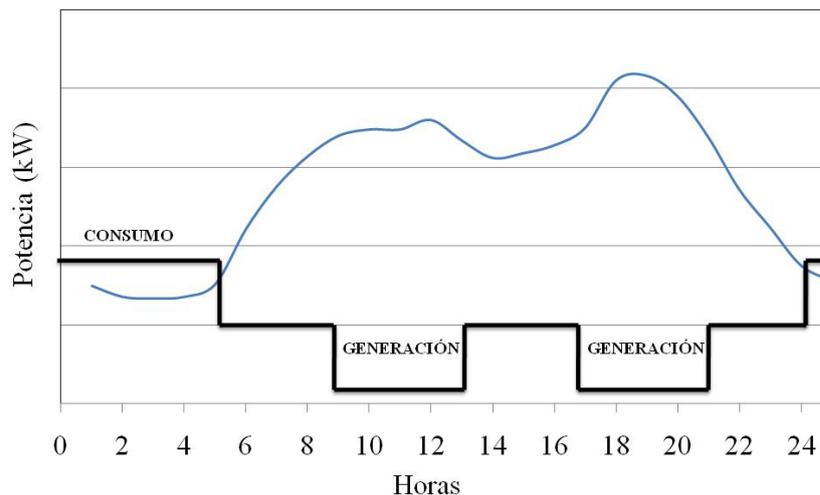
- La pila de combustible debe ser capaz de cubrir la demanda pico de la instalación en caso de no disponibilidad de los sistemas renovables y la red.

- El electrolizador debe ser capaz de absorber el máximo de potencia renovable en caso de demanda nula.
- El almacenamiento debe permitir hasta 9 días de suministro energético para el caso de no disponibilidad de los sistemas renovables y la red.
- El dimensionamiento de las baterías, se limita a los 200 kWh<sup>5</sup> de capacidad de almacenamiento real. El objetivo de esta limitación es no sobredimensionar en exceso el sistema y limitar aspectos relacionados con el volumen del dispositivo. La potencia de pico de  $\pm 40$  kW asegura la estabilidad del sistema en modo autónomo y el cumplimiento del contrato de forma instantánea incluso en los casos de generación o demanda nula.

La incorporación, a estas instalaciones del hidrógeno como combustible y como forma de almacenamiento energético permite aumentar su fiabilidad y estabilidad energética al diversificar las fuentes de generación a la vez que aporta un mayor grado de flexibilidad a su gestión. Sin embargo, la reducida vida útil de los dispositivos de generación y consumo de hidrógeno (pila de combustible y electrolizador) y su alto coste de reposición representan una fuerte restricción a su uso. Estas limitaciones provocan la necesidad de desarrollar técnicas de gestión que tengan en cuenta el compromiso entre el beneficio aportado por la operación de estos dispositivos y el coste asociado a un uso excesivo de los mismos.

Ante este escenario dos son los modos de operación propuestos para la instalación ZEB-H<sub>2</sub> activa 1) modo conectado a red y 2) modo autónomo, donde las lógicas de operación son:

- 1) En modo conectado a red el gestor energético opera la pila de combustible y el electrolizador con el objetivo de apoyar a la red, generando energía durante los periodos de alta demanda y absorbiendo energía en las horas valle. La Figura 6.2 muestra el perfil de demanda característico de una instalación correspondiente al sector residencial o servicios junto con el perfil de consumo propuesto para la instalación ZEB-H<sub>2</sub> activo.



**Figura 6.2.** Perfil de demanda diario (azul) en edificio tipo y perfil de consumo y generación del ZEB-H<sub>2</sub> activo (negro).

<sup>5</sup> Con el estado actual de desarrollo de las tecnologías de almacenamiento eléctrico en baterías, 200 kWh, es un valor que plantearía problemas para su instalación en un ámbito residencial.

En este modo de operación los desequilibrios instantáneos para cumplir con los perfiles asignados son cubiertos por el sistema de almacenamiento basado en baterías y su control queda fuera del alcance del gestor energético.

- 2) En modo autónomo, la conexión con la red principal desaparece y el objetivo de la instalación es asegurar el suministro energético a las cargas, combinando la operación de los sistemas basados en el hidrógeno, pila y electrolizador. En este caso las baterías se encargan de asegurar la estabilidad del sistema y su control instantáneo queda fuera del alcance del gestor energético.

En el modo de operación conectado a red, el objetivo de la optimización es el **minimizar el coste de operación** de la instalación **maximizando el nivel de cumplimiento** del contrato con la distribuidora/comercializadora. La optimización de este modo de operación contribuye a la mejora de la eficiencia energética de la red al operar con un perfil de consumo y generación que reduce la demanda en las horas punta y lo aumenta en los periodos de bajo consumo.

En el modo de operación autónomo, la aplicación de las herramientas de optimización tiene un doble objetivo, **minimizar el dimensionamiento del sistema de almacenamiento** basado en baterías y, al igual que en el modo de operación anterior, **minimizar el coste de operación de la instalación** asegurando la estabilidad de la misma.

## 6.2 Caracterización

A continuación se desarrollan los pasos que integran la etapa de CARACTERIZACIÓN de la metodología.

### 6.2.1 Identificación de las fronteras

Las fronteras de la instalación, sobre el que se debe aplicar la herramienta de optimización, están marcadas por el espacio donde se instalan los dispositivos de generación, almacenamiento y consumo. Los puntos fronteras se localizan en: 1) la salida de los dispositivos de electrónica de potencia de los sistemas de generación renovable por donde se inyecta energía a la instalación (A y B), 2) el punto de conexión del grupo de cargas al bus AC de la instalación por donde se consume energía (D) y 3) el punto de conexión con la red, PCC (Punto de Conexión Común), por donde se inyecta o consume energía (C). La Figura 6.3 muestra las fronteras y los puntos frontera de la instalación.

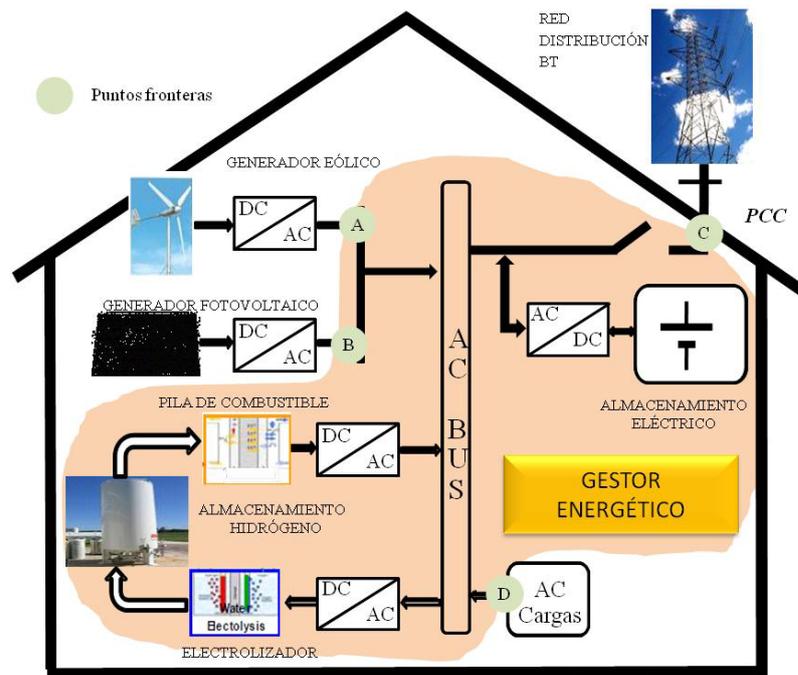


Figura 6.3. Fronteras y puntos frontera del sistema.

### 6.2.2 Identificación de los agentes

Dentro del entorno limitado por la frontera del sistema se identifican los siguientes agentes:

- **Dispositivos de generación renovable:** Sistemas de generación renovable conectados en los puntos frontera A y B de la instalación y que cuentan con capacidad de alterar el flujo energético en la instalación.
- **Pila de combustible + inversor DC/AC:** El conjunto pila de combustible e inversor constituye el dispositivo de generación controlable de la instalación.
- **Electrolizador + inversor DC/AC:** El conjunto electrolizador e inversor constituye el dispositivo de consumo controlable de la instalación. Este sistema incluye el compresor encargado de elevar la presión del hidrógeno generado por el electrolizador hasta la presión de almacenamiento en el tanque.
- **Tanque de almacenamiento de hidrógeno:** Depósito de almacenamiento del hidrógeno generado por el electrolizador y consumido por la pila de combustible, responsable del almacenamiento a largo plazo.
- **Cargas:** Son los dispositivos consumidores de la energía eléctrica. Las cargas se conectan al sistema en el nodo frontera D.
- **Baterías + inversor de DC/AC:** El conjunto batería e inversor constituye el dispositivo de almacenamiento eléctrico de la instalación, responsable del almacenamiento a corto plazo.
- **Bus de AC:** El bus de conexión de corriente alterna es el medio por el que se realiza la conexión de todos los equipos de generación, consumo y almacenamiento eléctrico

en el interior de la instalación.

- **Red eléctrica:** En el modo conectado a red la red eléctrica representa el punto frontera por donde se realizan los intercambios energéticos entre la instalación, mediante el bus de AC y la propia red.
- **Gestor energético:** Es el dispositivo encargado de gestionar el flujo energético del sistema mediante la actuación sobre los agentes activos del mismo.

### 6.2.3 Clasificación de los agentes

A continuación se realiza la clasificación de los agentes identificados entre los niveles activo, pasivo y de control:

- **Agente activo:** Los agentes activos de la instalación ZEB-H<sub>2</sub> activo son aquellos dispositivos que pueden ser controlables para alcanzar su operación óptima. Entre los agentes identificados, los conjuntos pila de combustible + inversor y electrolizador + inversor se clasifican como agentes activos.
- **Agente pasivo:** Tanto los sistemas de generación renovables (fotovoltaico, eólico), las cargas, los sistemas de almacenamiento (tanque de hidrógeno y baterías + inversor), bus AC y la red eléctrica se clasifican como agentes pasivos del sistema. Estos dispositivos no son gestionables en el escenario definido. Señalar en este punto que a pesar de que el conjunto batería + inversor tiene un papel activo en la instalación, para asegurar la estabilidad instantánea en modo autónomo y para permitir el cumplimiento del contrato con la red, su operación no es controlable por el gestor energético por lo que en el ámbito de esta optimización se considera un agente pasivo.
- **Agente de control:** El gestor energético se clasifica como agente de control. En este agente se integrará la estrategia de control para controlar la operación de los agentes activos del sistema.

El agente de bus AC forma parte del modelo de interconexión entre los agentes por lo que no es necesario clasificarlo. La Tabla 6.2 resume la clasificación de los agentes del sistema:

Tipo de Agente	Elemento
Agente Activo	Pila de combustible + inversor, electrolizador + inversor
Agente Pasivo	Tanque de hidrógeno, baterías + inversor, cargas, sistemas de generación renovable, bus AC, red eléctrica.
Agente control	Gestor energético

**Tabla 6.2.** Clasificación de los agentes del sistema.

### 6.2.4 Identificación de las I/O de los agentes

- Agente activo Pila de combustible + inversor DC/AC

Como señales de entrada del agente activo pila de combustible se identifican la potencia de referencia a generar,  $P_{PC_{ref}}$  (kW), y la señal de activación/desactivación (1/0),  $ON\_OFF\_PC$ . Como señales de salida se identifican la potencia eléctrica generada,  $P_{PC_{out}}$  (kW), el consumo de hidrógeno,  $H_2\_PC$  (m<sup>3</sup>/h) y el coste de operación de la pila de combustible,  $C_{PC}$  (€), (ver Figura 6.4). La pila de combustible es un dispositivo capaz de

generar energía eléctrica y térmica a partir del hidrógeno y el oxígeno. En la instalación ZEB-H<sub>2</sub> activo a optimizar, únicamente se consigna el aprovechamiento de la capacidad de generación eléctrica.



**Figura 6.4.** Entradas/salidas agente activo Pila de combustible + inversor.

- Agente activo Electrolizador + inversor DC/AC

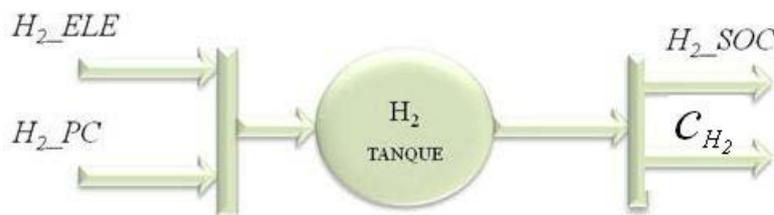
Se identifican como señales de entrada al electrolizador, la potencia de referencia a consumir,  $P_{ELE_{ref}}$  (kW), y la señal de activación/desactivación (1/0),  $ON\_OFF\_ELE$ . Como señales de salida se identifican la potencia eléctrica consumida,  $P_{ELE_{out}}$  (kW), la cantidad de hidrógeno generado,  $H_2_{ELE}$  (m<sup>3</sup>/h) y el coste de operación del electrolizador,  $C_{ELE}$  (€), (ver Figura 6.5).



**Figura 6.5.** Entradas/salidas agente activo Electrolizador + inversor.

- Agente pasivo Tanque de hidrógeno

Como señales de entrada al agente pasivo se identifican la cantidad de hidrógeno generada por el electrolizador,  $H_2_{ELE}$  y la cantidad de hidrógeno consumida por la pila de combustible,  $H_2_{PC}$ . Como señales de salida se identifican el nivel de hidrógeno almacenado,  $H_2_{SOC}$  (m<sup>3</sup>) y el coste de generación del hidrógeno, (€), (ver Figura 6.6).



**Figura 6.6.** Entradas/salidas agente pasivo Tanque hidrógeno.

- Agente pasivo Batería + inversor DC/AC

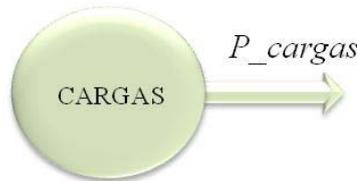
Se identifica como señal de entrada del agente batería + inversor la potencia de carga/descarga de las baterías,  $P_{BAT}$  (kW). Como señales de salida se identifican el nivel de energía almacenado en las baterías,  $BAT\_SOC$  (porcentaje del nivel máximo) y el coste de operación de la batería,  $C_{BAT}$  (€), (ver Figura 6.7).



**Figura 6.7.** Entradas/ salidas agente pasivo Batería + inversor.

- Agente pasivo Cargas

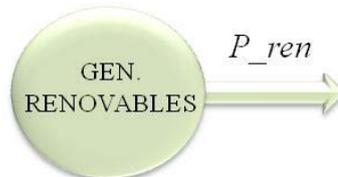
En los agentes pasivos que representan a las cargas no se identifican señales de entrada. La señal de salida identificada es la potencia activa que consumen las mismas,  $P_{cargas}$  (kW), (ver Figura 6.8).



**Figura 6.8.** Entradas/ salidas agente pasivo Cargas.

- Agente pasivo Sistemas de generación renovable

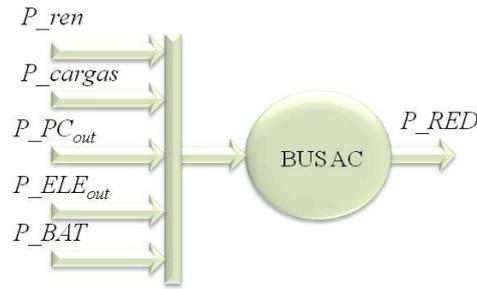
Al igual que las cargas, los agentes pasivos que representan las unidades de generación renovable no tienen señales de entrada. La señal de salida identificada es la suma de las potencias activas generadas tanto por los sistemas fotovoltaicos como por los sistemas eólicos,  $P_{ren}$  (kW), (ver Figura 6.9).



**Figura 6.9.** Entradas/ salidas agente pasivo Sistemas de generación renovable.

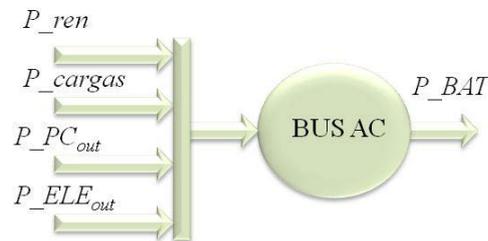
- Agente pasivo Bus AC

El agente pasivo Bus AC presenta una configuración de entradas/salidas que depende del modo de operación de la instalación. Así, para el modo de operación conectado a red, las señales de entrada identificadas son la potencia generada por las renovables,  $P_{ren}$ , la potencia consumida por las cargas,  $P_{cargas}$ , la potencia generada por la pila de combustible,  $P_{PCout}$ , la potencia consumida por el electrolizador,  $P_{ELEout}$  y la potencia generada por la batería. Como señal de salida se identifica la potencia inyectada o absorbida de la red,  $P_{RED}$ , (ver Figura 6.10).



**Figura 6.10.** Entradas/ salidas agente pasivo Bus AC (modo conectado a red).

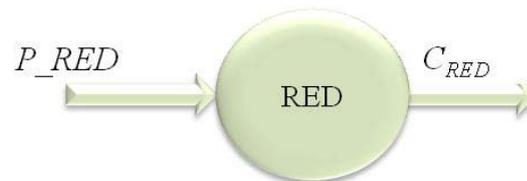
Cuando la instalación opera en modo autónomo las señales de entrada son las mismas que en el modo conectado a red excepto por la señal  $P_{BAT}$  que pasa a ser salida (ver Figura 6.11).



**Figura 6.11.** Entradas/ salidas agente pasivo Bus AC (modo autónomo).

- Agente pasivo Red eléctrica

El agente pasivo red eléctrica tiene como entrada el valor de la potencia inyectada o absorbida por la instalación en la propia red,  $P_{RED}$  (kW), y como señal de salida el coste asociado al intercambio energético,  $C_{RED}$  (€), (ver Figura 6.12). Este agente sólo se identifica cuando la instalación opera en modo conectado a red.



**Figura 6.12.** Entradas/ salidas agente pasivo Red eléctrica (modo conectado a red).

- Agente de control Gestor energético

El agente de control es el encargado de operar sobre los agentes activos del sistema para alcanzar el objetivo fijado para la instalación. Independientemente del modo de operación las señales de entrada identificadas son la potencia generada por las renovables,  $P_{ren}$ , la potencia consumida por las cargas,  $P_{cargas}$ , el nivel de carga del sistema de almacenamiento eléctrico,  $BAT\_SOC$  y el nivel de hidrógeno en el tanque,  $H_2\_SOC$ . Como señales de salida se identifican la potencia de referencia a generar por la pila de combustible,  $P_{PC_{ref}}$ , la potencia de referencia a consumir por el electrolizador,  $P_{ELE_{ref}}$ , la señal de activación/desactivación de la pila de combustible,  $ON\_OFF\_PC$ , y la señal de activación/desactivación del electrolizador,  $ON\_OFF\_ELE$ , (ver Figura 6.13).



Figura 6.13. Entradas/ salidas agente de control Gestor Energético.

### 6.2.5 Identificación de la estrategia de control/variables de control

Las estrategias de control en instalaciones ZEB-H<sub>2</sub> activos son las encargadas de gestionar el flujo energético del sistema en cada periodo de control. En función de variables meteorológicas, estado de carga de los sistemas de almacenamiento o nivel de intercambios con la red y el consumo de las cargas, las estrategias de control determinan qué agentes activos y en qué régimen deben operar.

La estrategia seleccionada para el control de energía en la instalación objeto de este estudio toma como base las reglas definidas en [BRO-96], basadas en el estado de carga del sistema de almacenamiento eléctrico y se denomina *Five-Step Charge Controller* (FSCC). La flexibilidad que presenta esta estrategia permite utilizar el mismo principio tanto para el modo de operación conectado a red como para el modo autónomo. La Figura 6.14 muestra la lógica de operación de esta estrategia donde la activación/desactivación de la pila de combustible y del electrolizador se determina a partir de la comparativa entre el estado de carga de las baterías y unos valores de transición predefinidos.

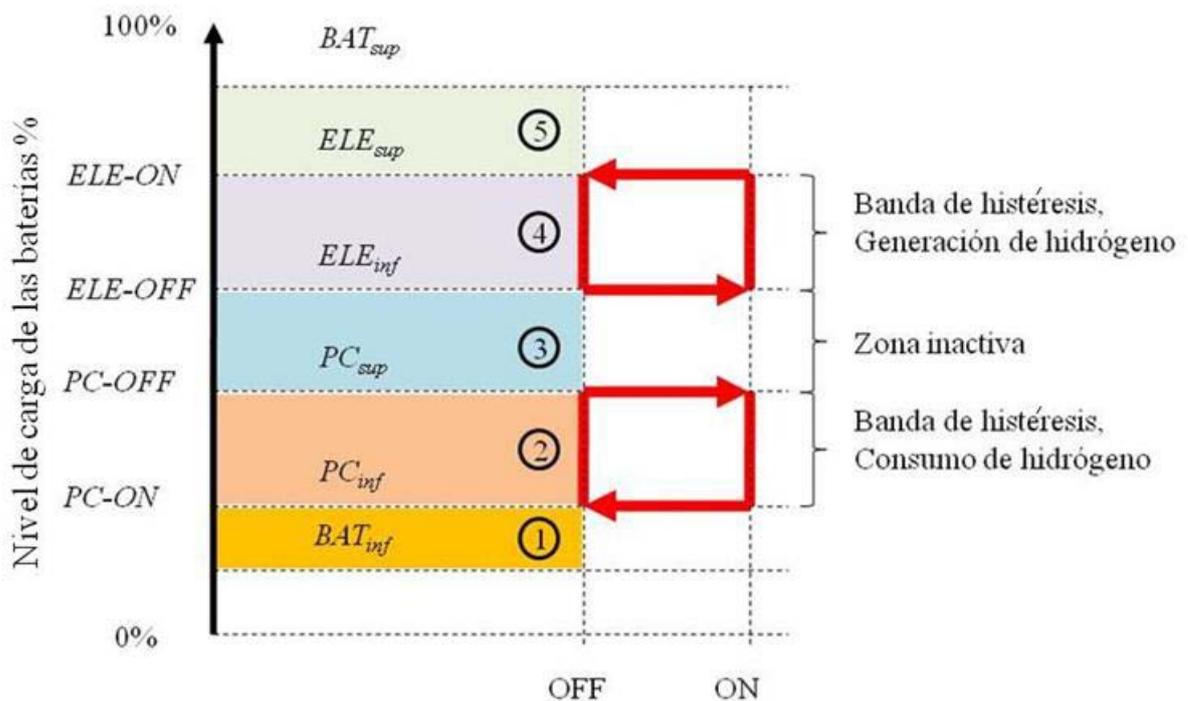


Figura 6.14. Estrategia de operación del gestor de control.

Donde:

$BAT_{sup}$ : Nivel de seguridad superior de la batería (porcentaje del nivel de carga máxima de la batería).

$BAT_{inf}$ : Nivel de seguridad inferior de la batería (porcentaje del nivel de carga máxima de la batería).

$ELE_{sup}$ : Nivel de activación del electrolizador (porcentaje del nivel de carga máxima de la batería).

$ELE_{inf}$ : Nivel de desactivación del electrolizador (porcentaje del nivel de carga máxima de la batería).

$PC_{sup}$ : Nivel de desactivación de la pila de combustible (porcentaje del nivel de carga máxima de la batería).

$PC_{inf}$ : Nivel de activación de la pila de combustible (porcentaje del nivel de carga máxima de la batería).

En la Figura 6.14 pueden observarse las 5 zonas que dan nombre a la estrategia. Cuando el estado de carga de la batería desciende por debajo del nivel definido por la variable de control  $PC_{inf}$  (transición zona 2  $\rightarrow$  zona 1), la pila de combustible es activada y permanece activa hasta que el estado de carga de la batería aumente y sobrepase el nivel marcado por la variable  $PC_{sup}$  (transición zona 2  $\rightarrow$  zona 3). Cuando el estado de carga supera el nivel definido por la variable  $ELE_{sup}$  (transición zona 4  $\rightarrow$  zona 5), el electrolizador es activado y permanece activo hasta que el nivel de carga de la batería descienda y sobrepase el nivel marcado por la variable  $ELE_{inf}$  (transición zona 4  $\rightarrow$  zona 3). Mientras el nivel de carga de la batería se mantiene en la zona 3, tanto la pila de combustible como el electrolizador se mantienen inactivos. La lógica de la estrategia evita en todo momento la posibilidad de una activación simultánea de la pila de combustible y el electrolizador.

Los límites  $BAT_{sup}$  y  $BAT_{inf}$  determinan los límites de seguridad para la operación de las baterías. Estos límites provocan la activación de las alarmas del sistema y el inicio de los procedimientos de apagado seguro de la instalación.

La determinación de los valores de potencia de referencia tanto del electrolizador como de la pila de combustible son calculados a partir de la diferencia entre el estado de carga y los niveles de carga mínima y máxima del sistema de almacenamiento.

Una vez identificada la estrategia de operación de la instalación es necesario identificar las variables de control cuya optimización permita alcanzar, de forma óptima, el objetivo marcado para la instalación. Así, en la estrategia de operación definida, las variables de control identificadas son, 1) el límite superior para la desactivación de la pila de combustible,  $PC_{sup}$ , 2) el límite inferior para activación de la pila de combustible,  $PC_{inf}$ , 3) el límite superior para la activación del electrolizador,  $ELE_{sup}$ , y 4) el límite inferior de desactivación del electrolizador,  $ELE_{inf}$ .

El periodo de control seleccionado para la gestión energética de la instalación es de una hora. Este periodo asegura un mínimo de operación continua tanto de la pila como del electrolizador evitando una degradación excesiva de estos dispositivos. En efecto, una frecuencia de activación/desactivación alta supone un número elevado de encendidos y apagados de la pila y el electrolizador y es precisamente en estos procesos cuando mayores degradaciones sufren los electrodos de la pila y el electrolizador.

### 6.2.6 Identificación de los límites de operación de los agentes

En este paso se identifican los límites de operación de cada uno de los agentes descritos en el paso 6.2.4. *Identificación de las I/O de los agentes*. Estos límites hacen referencia a los valores de potencia máxima y mínima de generación o consumo, a los caudales máximos y mínimos de generación y consumo de hidrógeno así como a los niveles de acumulación de los sistemas de almacenamiento. La Tabla 6.3 muestra los valores de límites de operación de las señales de entrada y salida de tipo energético.

Concepto	Descripción	Máximo	Mínimo
<b>Pila combustible</b>			
$P_{PC_{ref}}$	Potencia de referencia	12 kW	0 kW
$P_{PC_{out}}$	Potencia eléctrica de salida	11,76 kW	0 kW
$H_2_{PC}$	Caudal de hidrógeno consumido	4 Nm <sup>3</sup> /h	0 Nm <sup>3</sup> /h
<b>Electrolizador</b>			
$P_{ELE_{ref}}$	Potencia de referencia	20 kW	0 kW
$P_{ELE_{out}}$	Potencia eléctrica consumida <sup>6</sup>	23 kW	0 kW
$H_2_{ELE}$	Caudal de hidrógeno generado	3,8 Nm <sup>3</sup> /h	0 Nm <sup>3</sup> /h
<b>Tanque de hidrógeno</b>			
$H_2_{PC}$	Caudal de hidrógeno consumido	4 Nm <sup>3</sup> /h	0 Nm <sup>3</sup> /h
$H_2_{ELE}$	Caudal de hidrógeno generado	3,8 Nm <sup>3</sup> /h	0 Nm <sup>3</sup> /h
$H_2_{SOC}$	Volumen de hidrógeno almacenado	3000 Nm <sup>3</sup>	0 Nm <sup>3</sup>
<b>Sistema de almacenamiento eléctrico, baterías</b>			
$BAT_{SOC}$	Energía almacenada en la batería	95%	65%
$P_{BAT}$	Potencia de carga/descarga de batería	40 kW	-40 kW
<b>Cargas</b>			
$P_{cargas}$	Consumo de potencia	11 kW	0 kW
<b>Sistema de Generación renovable</b>			
$P_{ren}$	Generación sistema fotovoltaico	10 kW	0 kW
	Generación sistema eólico	11 kW	0 kW

**Tabla 6.3.** Límites de operación agentes.

Los límites de operación de los agentes Bus AC, Red y Gestor Energético son resultado de la aplicación de las leyes de kirchoff con los límites presentados en la Tabla 6.3 sobre el esquema eléctrico de la instalación.

## 6.3 Modelado

A continuación se desarrollan los pasos que integran la etapa de MODELADO de la metodología.

<sup>6</sup> La potencia consumida por el electrolizador incluye la potencia consumida por el compresor que eleva la presión de salida del electrolizador de 25 bares a la presión de los tanques de almacenamiento de hidrógeno 200 bares.

### 6.3.1 Modelado eléctrico-económico agentes

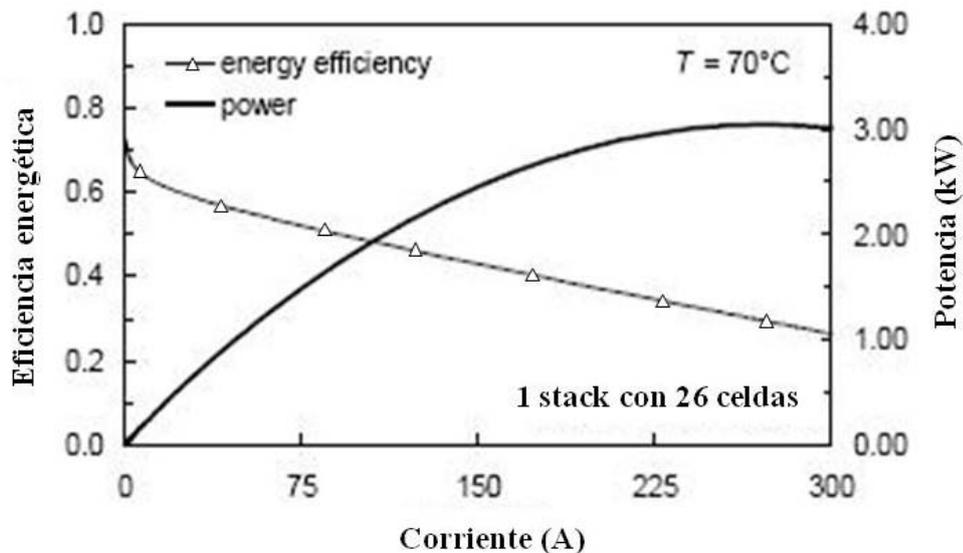
La etapa de modelado de los agentes para el caso de la instalación ZEB-H<sub>2</sub> implica el desarrollo de los modelos eléctricos y económicos de dichos agentes. Los valores de las magnitudes utilizadas en la formulación de los modelos técnico-económicos de los agentes que integran el sistema se muestran en el Anexo III.

#### a. Pila de combustible + inversor DC/AC

Las pilas de combustible son dispositivos de generación capaces de convertir la energía química del combustible (hidrógeno) en energía eléctrica sin necesidad de un proceso de combustión. La energía eléctrica, generada a partir de la reacción entre el hidrógeno y el oxígeno, se produce en forma de corriente continua.

Existen diferentes tipos de pilas, poliméricas (PEM), alcalinas (AFC) o de óxido sólido (SOFC), siendo las pilas tipo PEM las más utilizadas en aplicaciones de sistemas de generación híbridos [DUFa-07]. El rendimiento típico de una pila de combustible (relación entre la energía química del combustible y la energía eléctrica generada) es de aproximadamente del 50%. Sin embargo, este rendimiento depende de la corriente que circula por las celdas, a mayor corriente, menor es el rendimiento. Típicamente, para una pila de hidrógeno, el rendimiento (a 25°C) se puede calcular a partir de la relación entre la tensión de cada celda dividido entre 1,23 voltios. Así, una celda que opera a 0,4 V tendría un rendimiento del 40% transformando en energía eléctrica el 40% de la energía contenida en el hidrógeno.

El tipo de pila considerado en la instalación ZEB-H<sub>2</sub> objeto de este estudio es de tipo PEM. Para el desarrollo de su modelo se ha utilizado el modelo empírico desarrollado en [ULL-98], donde se relaciona la potencia eléctrica generada con el caudal de H<sub>2</sub> consumido. La Figura 6.15 muestra la curva de potencia y eficiencia de uno de los cuatro stacks que conforman la pila utilizada para el estudio. Cada stack está compuesto por 26 celdas. La pila en cuestión tiene una potencia de 12 kW utilizando hidrógeno y oxígeno como reactantes.



**Figura 6.15.** Curvas de eficiencia energética y potencia para un stack de pila PEM a 70°C [ULL-98].

El modelo eléctrico de la pila de combustible se completa con el modelado del convertidor DC/AC encargado de transformar la corriente continua generada por la pila en

corriente alterna para su conexión en el bus AC. El convertidor es modelado a través de una ganancia de 0,98 que modela la eficiencia energética del dispositivo,  $\eta_{PCDC-AC}$ .

Para determinar el valor del caudal de hidrógeno consumido en el instante  $i$  se utiliza la ecuación que relaciona la potencia eléctrica a generar en el instante *anterior* ( $i-1$ ), la eficiencia del convertidor y de la propia pila.

Ec. 6.1

Donde:

$\Delta t$ : intervalo de control (horas).

$\eta_{PC}(I)$ : eficiencia energética de la pila en función de la corriente  $I$ , curva Figura 6.15.

$E_{eq}$ : equivalencia energética, ( $Nm^3/kW$ ).

Dentro de la instalación ZEB- $H_2$ , la producción térmica de la pila de combustible no se contempla por lo que no se desarrolla el modelo térmico de la pila.

El modelo económico de la pila representa el coste de operación,  $C_{PC}$ , durante la vida útil de la instalación incluyendo tanto el coste de reposición como el de mantenimiento y operación. Así, el modelo económico de la pila de combustible queda representado por las ecuaciones siguientes:

Ec. 6.2

Ec. 6.3

Ec. 6.4

Donde:

$C_{PCrep}$ : coste de reposición de la pila de combustible durante la vida útil de la instalación (€).

$N$ : número de reposiciones de la pila de combustible durante la vida útil de la instalación.

$C_{PCadq}$ : coste inicial de adquisición de la pila de combustible (€).

$r$ : tasa de interés general.

$I$ : tasa de interés bancario.

$PCd$ : vida útil de la pila de combustible (horas).

$PCop$ : número de horas de funcionamiento por año de la pila de combustible (horas/año).

$C_{PCO\&M}$ : coste de mantenimiento y operación de la pila de combustible durante la vida útil de

la instalación (€horas).

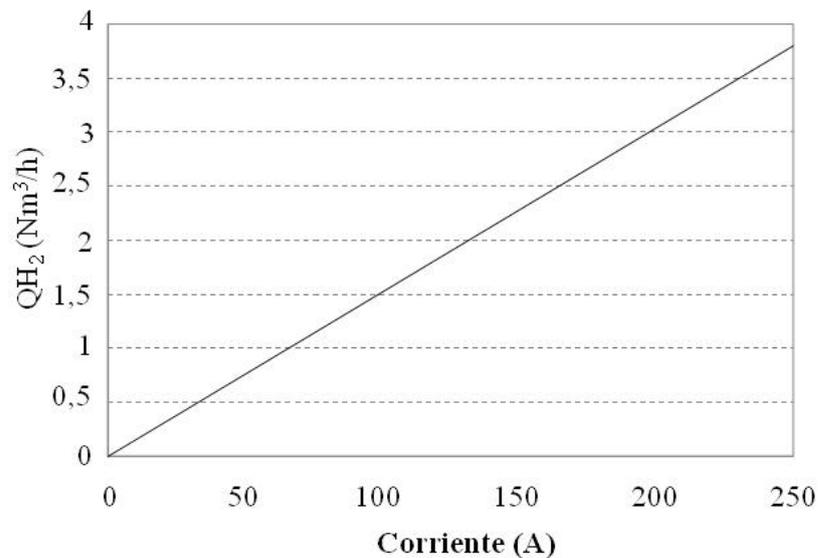
$S_d$ : vida útil de la instalación (años).

$C_{PCOM}(i)$ : coste de operación y mantenimiento de la pila de combustible durante el año  $i$  (€).

b. Electrolizador + inversor DC/AC

Los electrolizadores son los dispositivos que realizan la operación inversa realizada por las pilas de combustible. Estos equipos son capaces de separar las moléculas de agua  $H_2O$  en hidrógeno y oxígeno mediante la aplicación de energía eléctrica. Al igual que en el caso de las pilas de combustible existen diferentes tipos de electrolizadores, entre los que destacan los electrolizadores poliméricos, de vapor y los alcalinos, siendo estos últimos los más habituales en las instalaciones híbridas.

El electrolizador considerado para la instalación ZEB- $H_2$  es un electrolizador alcalino. Para el desarrollo de su modelo se ha tomado como referencia el electrolizador de 20 kW desarrollado y utilizado en [MEN-99]. Este equipo puede generar hasta 4  $Nm^3/h$  de hidrógeno a 25 bares. El conjunto está formado por 40 celdas y alcanza una eficiencia teórica del 60%,  $\eta_{ELE}$ . El modelo utilizado relaciona el caudal de  $H_2$  generado a partir de la potencia eléctrica consumida. La Figura 6.16 muestra la curva de producción de hidrógeno en función de la corriente, donde se aprecia que la eficiencia de la producción se mantiene constante durante todo el margen de operación del electrolizador.



**Figura 6.16.** Curvas de producción de hidrógeno ( $Nm^3/h$ ) respecto a la corriente (A) [MEN-99].

El modelo eléctrico del electrolizador se completa con el modelado del convertidor AC/DC encargado de transformar la corriente alterna absorbida del bus AC a la corriente continua de operación del electrolizador. Además se incluye, como carga eléctrica adicional, el compresor que eleva la presión de salida del electrolizador de 25 bares a los 200 bares del tanque de almacenamiento. El convertidor es modelado a través de una ganancia de 0,98 que modela la eficiencia eléctrica del dispositivo,  $\eta_{ELED-AC}$ .

Para determinar el valor del caudal de hidrógeno en el instante  $i$  generado por el electrolizador se utiliza la ecuación que relaciona la potencia eléctrica absorbida en el instante

anterior ( $i-1$ ), la eficiencia del convertidor y la eficiencia del electrolizador teniendo en cuenta su invariabilidad en todo el rango de operación del equipo tal como muestra la Figura 6.16.

Ec. 6.5

Dentro de la instalación ZEB-H<sub>2</sub>, la producción de oxígeno por parte del electrolizador no se tiene en cuenta por lo que no se desarrolla el modelo de producción de oxígeno.

El modelo económico del electrolizador representa el coste de operación,  $C_{ELE}$ , durante la vida útil de la instalación incluyendo tanto el coste de reposición como el de mantenimiento y operación. Así, el modelo económico del electrolizador queda representado por las ecuaciones siguientes:

Ec. 6.6

Ec. 6.7

Ec. 6.8

Donde:

$C_{ELErep}$ : coste de reposición del electrolizador durante la vida útil de la instalación (€).

$N$ : número de reposiciones del electrolizador durante la vida útil de la instalación.

$C_{ELEadq}$ : coste inicial de adquisición del electrolizador (€).

$r$ : tasa de interés general.

$I$ : tasa de interés bancario.

$ELEd$ : vida útil del electrolizador (horas).

$ELEop$ : número de horas de funcionamiento por año del electrolizador (horas/año).

$C_{ELEO\&M}$ : coste de mantenimiento y operación del electrolizador durante la vida útil de la instalación (€).

$C_{ELEOM}(i)$ : coste de operación y mantenimiento del electrolizador durante el año  $i$  (€/horas).

### c. Tanque de hidrógeno

El tanque de hidrógeno es el dispositivo que almacena el H<sub>2</sub> y permite la gestión de la instalación a medio-largo plazo. El hidrógeno se almacena en forma de gas a 200 bares y la capacidad máxima de almacenamiento es de 3000 Nm<sup>3</sup> distribuida en 15 tanques de 1,25 m<sup>3</sup> cada uno.

El modelo energético del tanque relaciona el volumen de hidrógeno producido por el electrolizador con el volumen consumido por la pila de combustible durante un intervalo de control,  $t$ , y el nivel de hidrógeno existente en el instante de control anterior,  $i-1$ . Esta

relación se modela con la siguiente ecuación:

Ec. 6.9

El modelo utilizado para el tanque de hidrógeno desprecia las pérdidas del almacenamiento. En lo que al modelo económico del tanque se refiere, se considera que la vida útil del tanque es similar a la de la instalación y los costes de operación y mantenimiento son independientes de la gestión que se realice sobre la instalación por lo que no influirá a la hora de determinar la operación óptima del control. Así, el modelo económico del dispositivo de almacenamiento del hidrógeno se formula teniendo en cuenta, únicamente, el coste de generación del déficit de hidrógeno al final del periodo de evaluación. A mayor diferencia entre el nivel de hidrógeno inicial y el final, mayor será el coste asociado a su almacenamiento.

Ec. 6.10

Donde:

: volumen de hidrógeno en el tanque al inicio del año ( $\text{Nm}^3$ ).

: volumen de hidrógeno en el tanque al final del año ( $\text{Nm}^3$ ).

$Q_{NOMINAL\_ELE}$ : caudal nominal del electrolizador ( $\text{Nm}^3/\text{h}$ ).

$P_{NOMINAL\_ELE}$ : potencia nominal del electrolizador (kW).

$C_{RED\_con}$ : precio de compra de energía a la red (€/kWh).

d. Batería + inversor DC/AC

La batería junto con su inversor DC/AC es el dispositivo de almacenamiento eléctrico encargado de asegurar la estabilidad de la instalación en modo autónomo, asegurando los valores de tensión y frecuencia nominales de operación de la instalación. Por otro lado, en modo conectado a red, la batería contribuye a equilibrar el balance de potencias de la instalación para cumplir con el perfil de demanda y consumo definido para la instalación ZEB-H<sub>2</sub> inyectando o absorbiendo potencia en la misma (ver Figura 6.2). En ambos casos, la misión de la batería está orientada a responder a las necesidades a corto plazo de la instalación.

Al igual que en el caso de las pilas y el electrolizador existen diferentes tipos de baterías, Plomo-ácido (Pb-ácido), Niquel-MetalHidruro (Ni-MH) o Litio-Ion (Li-Ion). Las baterías de Pb-ácido se utilizan de forma generalizada para motores de arranque y las cargas eléctricas auxiliares en los automóviles. Por su parte las baterías de Ni-MH son utilizadas en aplicaciones de transporte y dispositivos de electrónica de consumo siendo las baterías de Li-Ion mayoritariamente utilizadas en aplicaciones de apoyo en sistemas de generación híbridos. Así, el tipo de batería considerado en la instalación ZEB-H<sub>2</sub> objeto de este estudio es de tipo Li-ion.

Diferentes modelos se han propuesto en la literatura para evaluar el nivel de carga de las baterías [POP-05]. El modelo de la batería utilizado en este estudio se basa en la integración

de la potencia basado en el método presentado en [HAR-05] y despreciando la variación de la tensión de la batería. Este modelo relaciona el nivel de energía almacenado en el instante de control anterior,  $i-1$ , y la potencia inyectada/absorbida por la batería durante el intervalo de control  $t$ . Así, el estado de carga de la batería se modela según la siguiente ecuación:

Ec. 6.11

Donde la eficiencia del conjunto batería + inversor,  $\eta$ , se ha modelado como una ganancia de valor 0,95 cuando la batería absorbe potencia y de 1/0,95 cuando inyecta potencia.

El modelo económico de la batería representa el coste de las reposiciones, considerando despreciable el coste de mantenimiento de las mismas durante la vida útil de la instalación,  $C_{BAT}$ . Este modelo queda representado por la siguiente ecuación:

Ec. 6.12

Donde:

$N$ : número de reposiciones de la batería durante la vida útil de la instalación.

$K$ : precio de adquisición de la batería (€/kWh).

$BAT_{CAP}$ : capacidad de la batería (kWh).

$Bat_d$ : vida útil de la batería nominal (ciclos por año).

$Bat_{op}$ : frecuencia de utilización de la batería tomando como periodo de evaluación un año (ciclos por año).

Para la determinación de los ciclos de descarga de la batería se utiliza el modelo de conteo de ciclos, basado en el conteo de los ciclos de fatiga de los materiales en mecánica, según el algoritmo RainFlow [DUFa-07]. Este método se basa en contar el número de ciclos de carga/descarga y agruparlos en intervalos de profundidad de descarga para un periodo de evaluación dado. Se entiende que se ha completado un ciclo cuando la batería se descarga desde un valor de estado de carga dado y vuelve a cargarse al mismo valor. Los ciclos se clasifican en función de la profundidad de los mismos. A partir de la información suministrada por el fabricante respecto al número de ciclos de vida para diferentes niveles de profundidad de descarga y la vida flotante de la batería se obtiene la vida útil en operación de la misma mediante la siguiente ecuación:

Ec. 6.13

Donde:

$k$ : intervalo de profundidad de descarga (de 1 a  $n$ ), para el caso de la instalación ZEB-H<sub>2</sub> se considera un único intervalo de profundidad de descarga del 30%, las descargas inferiores a este valor no se considera que degradan la vida útil de la batería.

$N_k$ : número de ciclos durante el periodo de análisis en el intervalo de profundidad  $k$ .

$CF_k$ : número máximo de ciclos de descarga en el intervalo de profundidad  $i$  (información proporcionada por el fabricante).

$Bat_{floatante}$ : número de años que dura la batería por degradación propia, sin estar en operación. (información proporcionada por el fabricante) (años).

e. Cargas y sistemas de generación renovable

Las cargas y los sistemas de generación renovable se han modelado como cargas y fuentes de potencia activa ideales, basándose en los perfiles horarios de producción y consumo tipo procedentes de la base de datos del software de simulación de sistemas híbridos de potencia HOMER [HOM-09]. A partir de los datos de esta base de datos se ha adecuado la producción y el consumo anual para adecuarlo a la escala de la instalación ZEB-H<sub>2</sub>. Así, la producción energética anual de los sistemas de generación renovable alcanza los 2,26 MWh/kWp mientras que el consumo energético anual alcanza los 3,02 MWh/kWp.

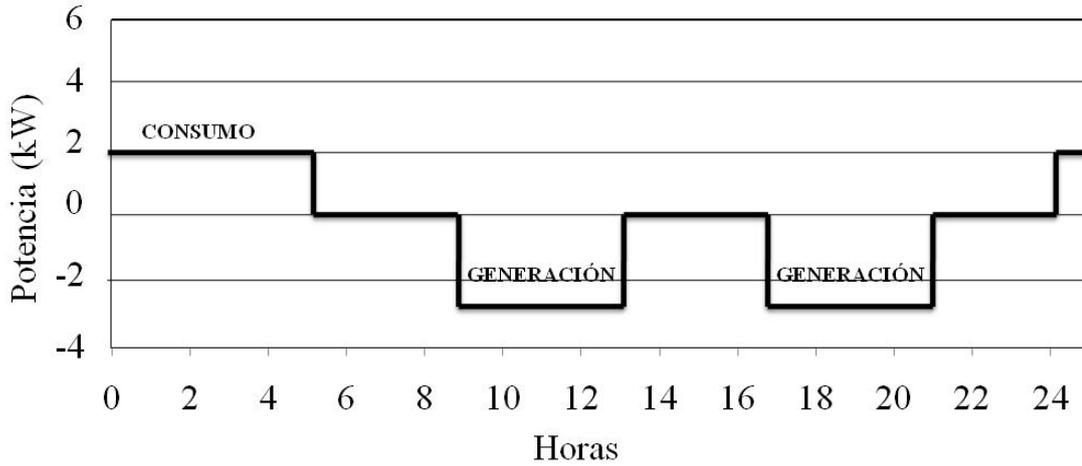
En lo que al modelo económico de los sistemas de generación renovable se refiere, al igual que en el caso del tanque de hidrógeno, se considera que su vida útil es similar a la de la instalación y los costes de operación y mantenimiento son independientes de la gestión que se realice sobre la instalación por lo que no influirá a la hora de determinar la operación óptima del control. Por ello, no es necesario desarrollar el modelo económico de estos dispositivos.

f. Red

En el modo de operación conectado a red, el modelo energético de la red relaciona las potencias activas generadas por los sistemas de generación renovables, la pila de combustible, las potencias activas consumidas por las cargas y el electrolizador y la potencia activa absorbida/consumida por la batería. Así, para el instante  $i$  el modelo energético queda representado por la siguiente ecuación:

**Ec. 6.14**

En modo conectado a red la potencia en cada intervalo de control sigue el perfil de potencia acordado con la red (ver Figura 6.17). Así, se genera potencia durante los intervalos de alta demanda (09:00 horas a 13:00 horas y de 17:00 a 21:00 horas -> 3 kW), contribuyendo a reducir el pico de demanda y las pérdidas en la red de distribución y mejorando, por lo tanto, su eficiencia energética. Durante las horas de baja demanda, la instalación es capaz de consumir (00:00 horas a 05:00 horas -> 2kW). El superávit energético de la generación de origen renovable respecto a la demanda favorece un comportamiento neto de tipo generador de la instalación con respecto a la red. Los niveles de potencia en modo generación y en modo consumo se han fijado para que la instalación sea capaz de generar y consumir alrededor del 15% de la potencia máxima de generación de las renovables y de la potencia demanda total de la instalación. El hecho de consumir potencia en los periodos de baja demanda favorece la integración de energía generada por sistemas de origen renovable en la red, contribuyendo a mejorar la eficiencia de estas instalaciones. El resto del periodo diario, la instalación tiene un consumo nulo.



**Figura 6.17.** Perfil de generación y consumo contratado.

El perfil de generación y consumo,  $P_{perfil}$ , junto con la tarifa de compra y venta de energía con la red determinan el modelo económico de la red que representa su coste de operación,  $C_{RED}$ , durante la vida útil de la instalación. Este coste se modela mediante una constante que integra el sumatorio de los gastos anuales asociados al consumo de energía de la red y los beneficios anuales asociados a la inyección de energía en la red.

Ec. 6.15

Donde:

$P_{RED\_in}(j)$ : potencia inyectada a la red durante el año  $j$  (kW).

$h_{in}(j)$ : número de horas inyectando  $P_{RED\_in}$  durante el año  $j$  (horas).

$C_{RED\_in}$ : precio de venta de energía a la red en periodo pico (€/kWh).

$P_{RED\_con}(j)$ : potencia consumida de la red durante el año  $j$  (kW).

$h_{out}(j)$ : número de horas consumiendo  $P_{RED\_out}$  durante el año  $j$  (horas).

$C_{RED\_con}$ : precio de compra de energía a la red en periodo valle (€/kWh).

g. Gestor energético

Como se ha descrito en 6.2.5- *Identificación de la estrategia de control/variables de control*, el gestor energético es el dispositivo encargado de aplicar la estrategia de control FSCC en cada periodo de control. El modelado de la estrategia de control FSCC se ha realizado mediante la programación de un código que responde a las reglas lógicas descritas en el citado capítulo. La secuencia de operación programada se muestra en la Figura 6.18.

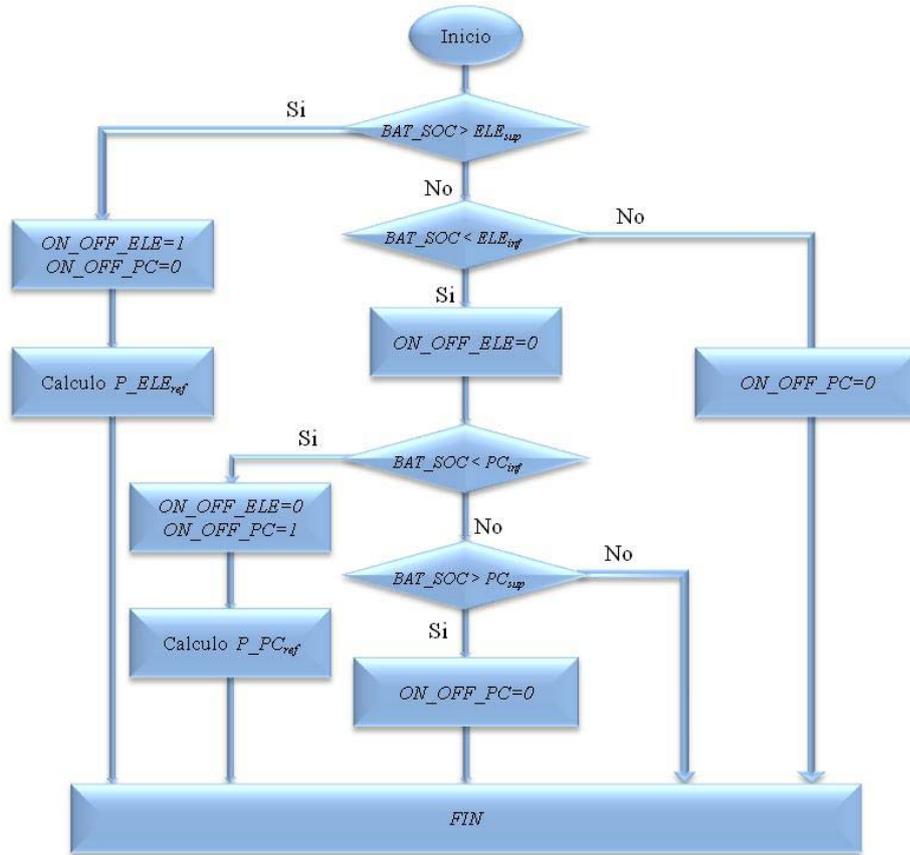


Figura 6.18. Secuencia de operación de la estrategia de control.

A cada periodo de control, 1 hora, el gestor compara el valor del estado de carga de la batería,  $BAT\_SOC$ , con los valores de las variables de control ( $ELE_{sup}$ ,  $ELE_{inf}$ ,  $PC_{sup}$ ,  $PC_{inf}$ ) y actualiza las variables de salida ( $ON\_OFF\_ELE$ ,  $ON\_OFF\_PC$ ) relacionadas con la activación/desactivación del electrolizador y la pila, así como las variables relativas a la consigna de potencia para cada uno de los dispositivos.

La secuencia de operación es idéntica tanto en modo conectado a red como en modo autónomo. De la misma forma, el cálculo de las consignas de potencia para el electrolizador y la pila es idéntico en ambos modos de operación. Las ecuaciones Ec. 6.16 y Ec. 6.17 determinan el valor de consigna para cada uno de los dispositivos.

Ec. 6.16

Ec. 6.17

Donde:

$BAT_{sup}$ : estado de carga máxima de la batería (porcentaje de la capacidad total).

$BAT_{inf}$ : estado de carga mínima de la batería (porcentaje de la capacidad total).

### 6.3.2 Modelado interacción agentes (SISTEMA)

El modelado de la interacción entre los agentes del sistema se basa en las ecuaciones de balance de potencia en la instalación. Así, en el modo conectado a red, la interacción entre los agentes se expresa según la ecuación Ec. 6.18:

Ec. 6.18

Para la operación en modo autónomo, la ecuación queda de la siguiente forma:

Ec. 6.19

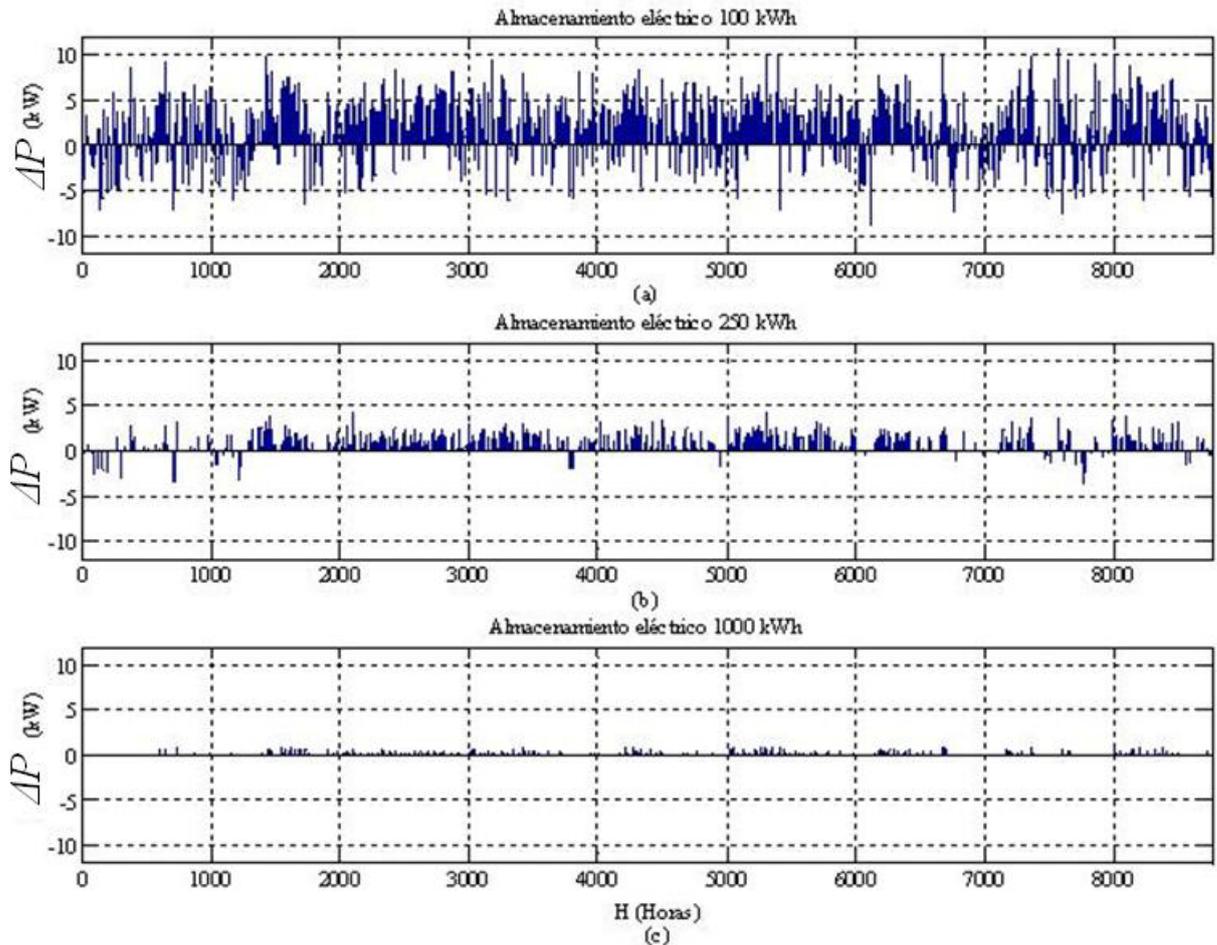
### 6.3.3 Reproducción de la problemática

La problemática asociada a la operación de la instalación ZEB-H<sub>2</sub> está relacionada con el compromiso que es necesario alcanzar entre la prolongación de la vida útil de las tecnologías que operan con el hidrógeno, pila de combustible y electrolizador y el tamaño del sistema de almacenamiento eléctrico necesario para asegurar el cumplimiento del compromiso contractual con la empresa eléctrica tanto en modo conectado a red como para asegurar la estabilidad eléctrica de la instalación en modo autónomo.

Dependiendo de los niveles de activación de la pila de combustible y el electrolizador, el coste de operación varía considerablemente. Valores cercanos a los niveles límite de operación del sistema de almacenamiento eléctrico aseguran el mínimo de horas de operación de la pila de combustible y el electrolizador, alargando su vida útil y reduciendo sus costes de operación. Sin embargo, estos niveles obligan a un sobredimensionamiento del sistema de almacenamiento eléctrico para cumplir con el cumplimiento del contrato con la compañía eléctrica y posibilitar la operación *grid-friendly* o activa de la instalación.

#### a. Operación modo conectado a red

La Figura 6.19 muestra la evolución anual de la diferencia entre el perfil de potencia contratada (Figura 6.17) y la potencia real inyectada (positiva) o absorbida (negativa) en la red ( $\Delta P$ ) con diferentes valores de capacidad del sistema de almacenamiento y unos valores de activación iguales a  $ELE_{sup} = 95$  y  $PC_{inf} = 65$  y unos valores de desactivación definidos arbitrariamente  $ELE_{inf} = 90$ ,  $PC_{sup} = 70$ .



**Figura 6.19.** Potencia inyectada/absorbida con valores de activación límite con un sistema de almacenamiento eléctrico de (a) 100 kWh, (b) 250 kWh y (c) 1000 kWh<sup>7</sup>.

La Figura 6.19 (a) muestra la evolución de la  $\Delta P$  con una capacidad de almacenamiento eléctrico de 100 kWh. Con los valores de activación seleccionados se consigue evitar la reposición de la pila y el electrolizador durante toda la vida útil de la instalación (20 años), reduciendo el coste de operación de la misma. Sin embargo, puede observarse cómo, respecto a la operación totalmente *grid-friendly* o activa donde  $\Delta P=0$ , el incumplimiento del contrato con la distribuidora es significativo. Así, durante al menos el 15% de las horas de un año la instalación no está operando en modo *grid-friendly*. La reducción del grado de incumplimiento del contrato con estos valores de activación solamente puede alcanzarse mediante el aumento de la capacidad de almacenamiento eléctrico del sistema.

La Figura 6.19 (b) muestra la evolución de la  $\Delta P$  con una capacidad de almacenamiento eléctrico de 250 kWh. Del mismo modo que en el caso (a), se consigue evitar la reposición de los dispositivos basados en el hidrógeno. Además, el aumento de la capacidad del almacenamiento eléctrico, reduce el porcentaje del número de horas anuales en los que la instalación no se comporta como una instalación totalmente *grid-friendly* hasta un 6%. Un aumento de la capacidad energética hasta los 1000 kWh, Figura 6.19 (c), reduce la  $\Delta P$  hasta el 2%, evitando también la reposición de los equipos.

<sup>7</sup> Los valores de capacidad del sistema de almacenamiento eléctrico de 250 kWh y 1000 kWh son utilizados para realizar el estudio comparativo, su instalación en sobre un edificio no sería posible debido a sus enormes dimensiones.

Las gráficas de la Figura 6.19 confirman que unos niveles de activación cercanos a los límites de operación del sistema de almacenamiento eléctrico permiten evitar la reposición de la pila y el electrolizador. Sin embargo, para que la instalación se comporte como un edificio ZEB-H<sub>2</sub> activo, es necesario aumentar el sistema de almacenamiento eléctrico a unos niveles muy por encima de los valores marcados por las restricciones para este sistema (200 kWh).

La Tabla 6.4 muestra los valores de duración de la pila, del electrolizador y la batería con diferentes niveles de capacidad del sistema de almacenamiento eléctrico así como los costes asociados a cada configuración. Puede observarse cómo a medida que la capacidad de almacenamiento aumenta, también aumenta la vida de los sistemas que utilizan hidrógeno y se consigue reducir el nivel de incumplimiento del contrato con la red. Sin embargo, puede observarse como el incremento de la capacidad de almacenamiento eléctrico no asegura una reducción del coste de operación<sup>8</sup> de la instalación debido al incremento del coste de inversión y reposición de las baterías eléctricas.

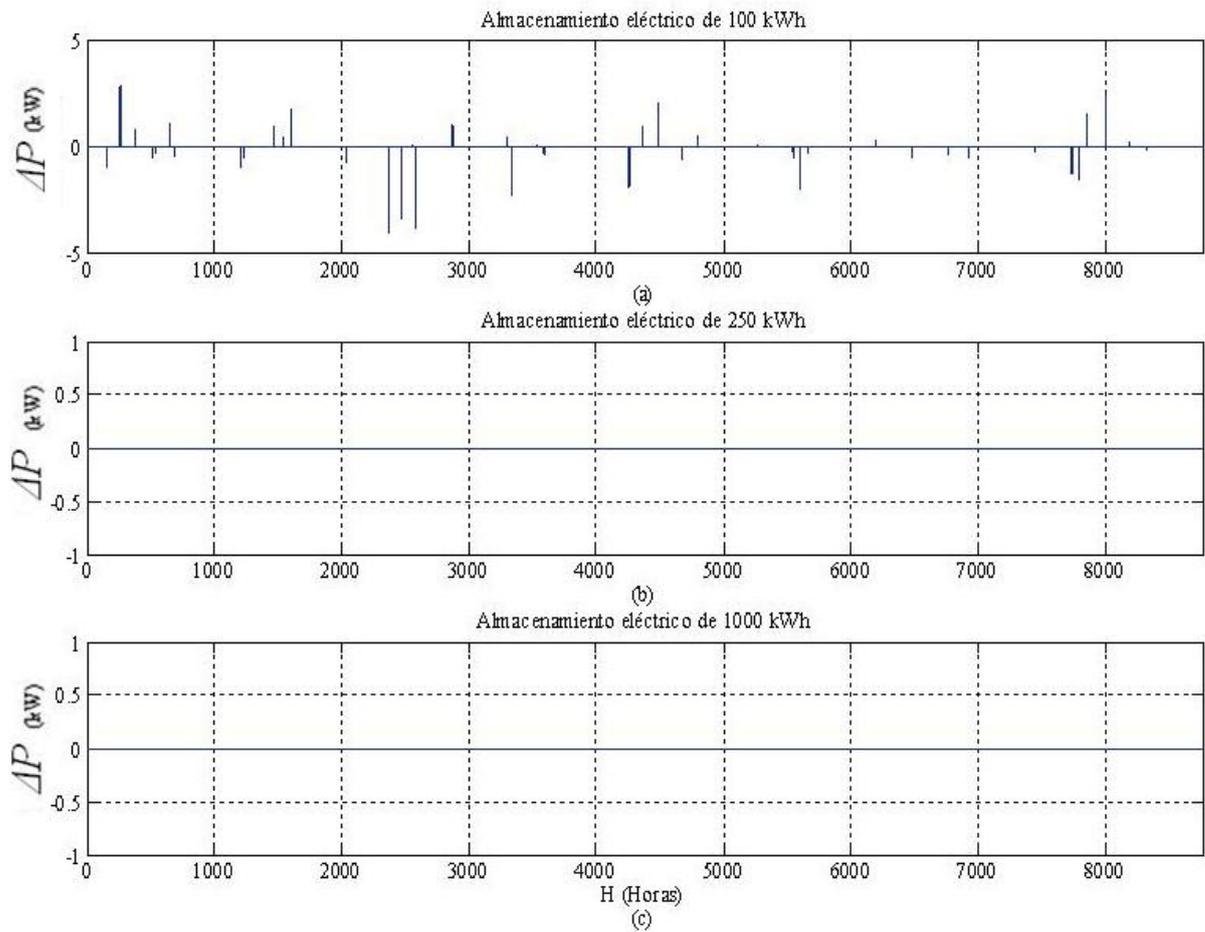
Cap. Almac.	100 kWh	250 kWh	1000 kWh
Nivel de activación/desactivación	$ELE_{sup} = 95, ELE_{inf} = 90, PC_{inf} = 65, PC_{sup} = 70$		
Duración Pila	39 años	> 50 años	> 50 años
Duración electrolizador	32 años	> 50 años	> 50 años
Batería	6 años	17 años	> 20 años
Coste	102.618 €	149.762 €	427.292 €
Nivel de incumplimiento	15%	6%	2%

**Tabla 6.4.** Duración, coste y nivel de incumplimiento con diferentes valores de capacidad del almacenamiento eléctrico (operación modo conectado a red).

La Figura 6.20 muestra la evolución anual de la diferencia entre el perfil de la  $\Delta P$  con diferentes valores de capacidad del sistema de almacenamiento y unos valores de activación alejados de los niveles límite de activación de la pila y el electrolizador,  $ELE_{sup} = 87$  y  $PC_{inf} = 72$  y unos valores de desactivación definidos arbitrariamente  $ELE_{inf} = 82$  y  $PC_{sup} = 77$ .

En la Figura 6.20 (a) se muestra la evolución anual de  $\Delta P$  con una capacidad de almacenamiento eléctrico de 100 kWh. La selección de unos valores de activación alejados de los niveles límite provoca un incremento en el número de horas de utilización de la pila y el electrolizador. Este aumento conduce a la necesidad de reposición de la pila hasta 3 veces durante la vida útil de la instalación. Respecto al escenario de la Figura 6.19, el número de horas de utilización del electrolizador también aumenta aunque no es necesaria su reposición durante la vida útil de la instalación. Podemos observar que el nivel de incumplimiento del contrato es reducido, menor al 1%.

<sup>8</sup> El coste de operación incluye el coste de adquisición inicial de las baterías.



**Figura 6.20.** Potencia inyectada/absorbida con valores de activación alejados de los límites con un sistema de almacenamiento eléctrico de (a) 100 kWh, (b) 250 kWh y (c) 1000 kWh.

La Figura 6.20 (b) muestra la evolución anual de  $\Delta P$  al incrementar la capacidad de almacenamiento eléctrico hasta los 250 kWh. El aumento del sistema de almacenamiento eléctrico reduce el tiempo de operación de la pila y el electrolizador aunque sigue sin evitarse la necesidad de reposición de la pila de combustible. En este caso el nivel de incumplimiento del contrato es del 0%. Con un nivel de almacenamiento eléctrico de 1000 kWh se evita la reposición del electrolizador y la pila y el incumplimiento del contrato es del 0% como muestra la Figura 6.20 (c).

Las gráficas de la Figura 6.20 confirman que unos niveles de activación alejados de los límites de operación del sistema de almacenamiento eléctrico permiten reducir el nivel de incumplimiento del contrato con valores menores de capacidad. Sin embargo estos niveles de activación aumentan el número de horas de operación de la pila y el electrolizador, provocando la necesidad de reposición de la pila, con el consiguiente aumento del coste de operación del sistema.

La Tabla 6.5 muestra los valores de duración de la pila y del electrolizador con diferentes niveles de capacidad del sistema de almacenamiento eléctrico y con niveles de activación alejados de las zonas límite. En la misma tabla se muestran los costes asociados a cada configuración. Puede observarse cómo los costes asociados a la inversión inicial de la

batería y a la operación de la instalación son sensiblemente superiores a los obtenidos con los niveles de activación límite de la Tabla 6.4. Sin embargo los niveles de incumplimiento son claramente inferiores, obteniéndose un cumplimiento total del contrato para las capacidades de 250 y 1000 kWh.

Cap. Almac.	100 kWh	250 kWh	1000 kWh
Nivel de activación/desactivación	$ELE_{sup} = 87, ELE_{inf} = 82, PC_{inf} = 72, PC_{sup} = 77$		
Duración Pila	21 años	46 años	> 50 años
Duración electrolizador	8 años	15 años	> 50 años
Batería	6 años	16 años	> 20 años
Coste	178.984 €	201.598 €	427.292 €
Nivel de incumplimiento	< 1%	0%	0%

**Tabla 6.5.** Duración, coste y nivel de incumplimiento con diferentes valores de capacidad del almacenamiento eléctrico (operación modo conectado a red).

b. Operación modo autónomo

Al igual que en el modo conectado a red, en la operación autónoma los niveles de activación de la pila y el electrolizador tienen una gran influencia en la duración de su vida útil, en los costes de operación, en la estabilidad de la instalación y en el dimensionamiento del sistema de almacenamiento eléctrico.

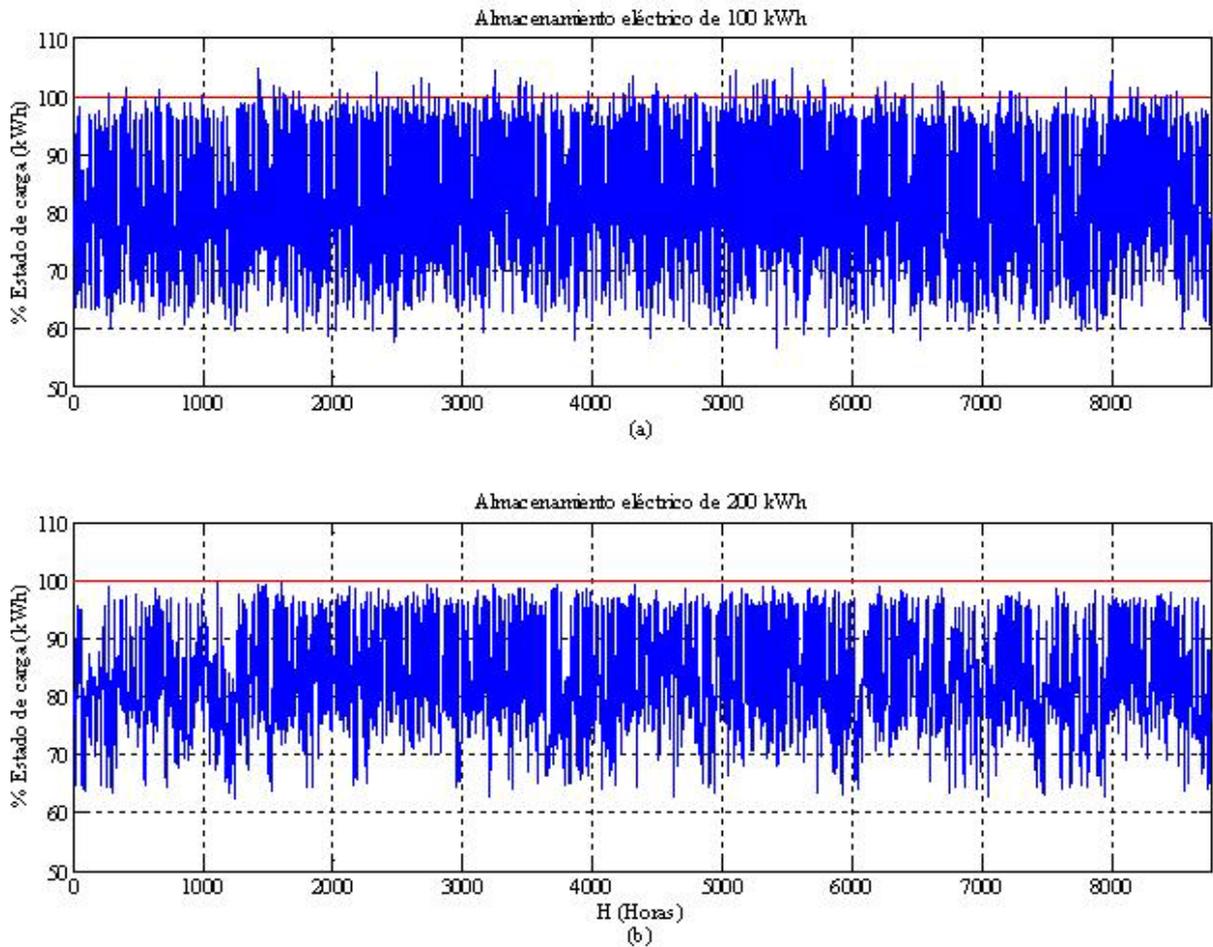
La Figura 6.21 muestra la evolución del estado de carga del sistema de almacenamiento eléctrico cuando se aplican unos valores de activación iguales a  $ELE_{sup} = 95$  y  $PC_{inf} = 65$ , cercanos a los límites de activación y unos valores de desactivación definidos arbitrariamente,  $PC_{sup} = 80$  y  $ELE_{inf} = 80$ . El estudio se realiza con dos valores diferentes de capacidad de almacenamiento eléctrico.

En la Figura 6.21 (a) puede observarse cómo una capacidad de almacenamiento eléctrico de 100 kWh no es suficiente para mantener la estabilidad eléctrica de la instalación ya que puede observarse que en varios momentos se supera el 100% de la capacidad máxima disponible. Así, para evitar los problemas de estabilidad con los valores de activación seleccionados es necesario aumentar la capacidad de la batería tal como muestra la Figura 6.21 (b).

La Tabla 6.6 muestra los valores de duración de la pila y del electrolizador con los dos diferentes valores de capacidad de la batería así como sus costes asociados. Puede observarse cómo a medida que la capacidad de almacenamiento aumenta, también lo hace la vida útil de los sistemas que utilizan hidrógeno, asegurando la estabilidad eléctrica de la instalación y disminuyendo además su coste de operación.

Cap. Almac.	100 kWh	200 kWh
Nivel de activación/desactivación	$ELE_{sup} = 95, ELE_{inf} = 80, PC_{inf} = 65, PC_{sup} = 80$	
Duración Pila	38 años	>50 años
Duración electrolizador	13 años	48 años
Batería	6,5 años	14 años
Coste	187.561 €	181.622 €
Estabilidad	No	Si

**Tabla 6.6.** Duración, coste y problemas de estabilidad con diferentes valores de capacidad de almacenamiento eléctrico (operación modo autónomo).



**Figura 6.21.** Estado de carga de la batería con valores de activación límite con un sistema de almacenamiento eléctrico de (a) 100 kWh, (b) 200 kWh.

La Figura 6.22 muestra la evolución del estado de carga del sistema de almacenamiento eléctrico cuando se aplican unos valores de activación alejados de los niveles límite de activación de la pila y el electrolizador,  $ELE_{sup} = 87$  y  $PC_{inf} = 70$  y unos valores de desactivación definidos arbitrariamente  $ELE_{inf} = 80$  y  $PC_{sup} = 80$ . El estudio se realiza con dos valores diferentes de capacidad de almacenamiento eléctrico.

Puede observarse que a diferencia del caso anterior, Figura 6.21, los niveles de activación seleccionados no provocan problemas de estabilidad en la instalación. Sin embargo estos niveles de activación reducen considerablemente la vida útil de la pila y el electrolizador, con el consiguiente aumento del coste de operación. Esta reducción en la vida útil se limita al aumentar la capacidad de almacenamiento de 100 a 200 kWh, tal como muestra la Tabla 6.7.

Cap. Almac.	100 kWh	200 kWh
Nivel de activación/desactivación	$ELE_{sup} = 87, ELE_{inf} = 80, PC_{inf} = 70, PC_{sup} = 80$	
Duración Pila	22 años	>50 años
Duración electrolizador	7 años	19 años
Batería	6 años	14 años
Coste	252.468 €	230.632 €
Estabilidad	Si	Si

Tabla 6.7. Duración, coste y problemas de estabilidad con diferentes valores de capacidad de almacenamiento eléctrico (operación modo autónomo).

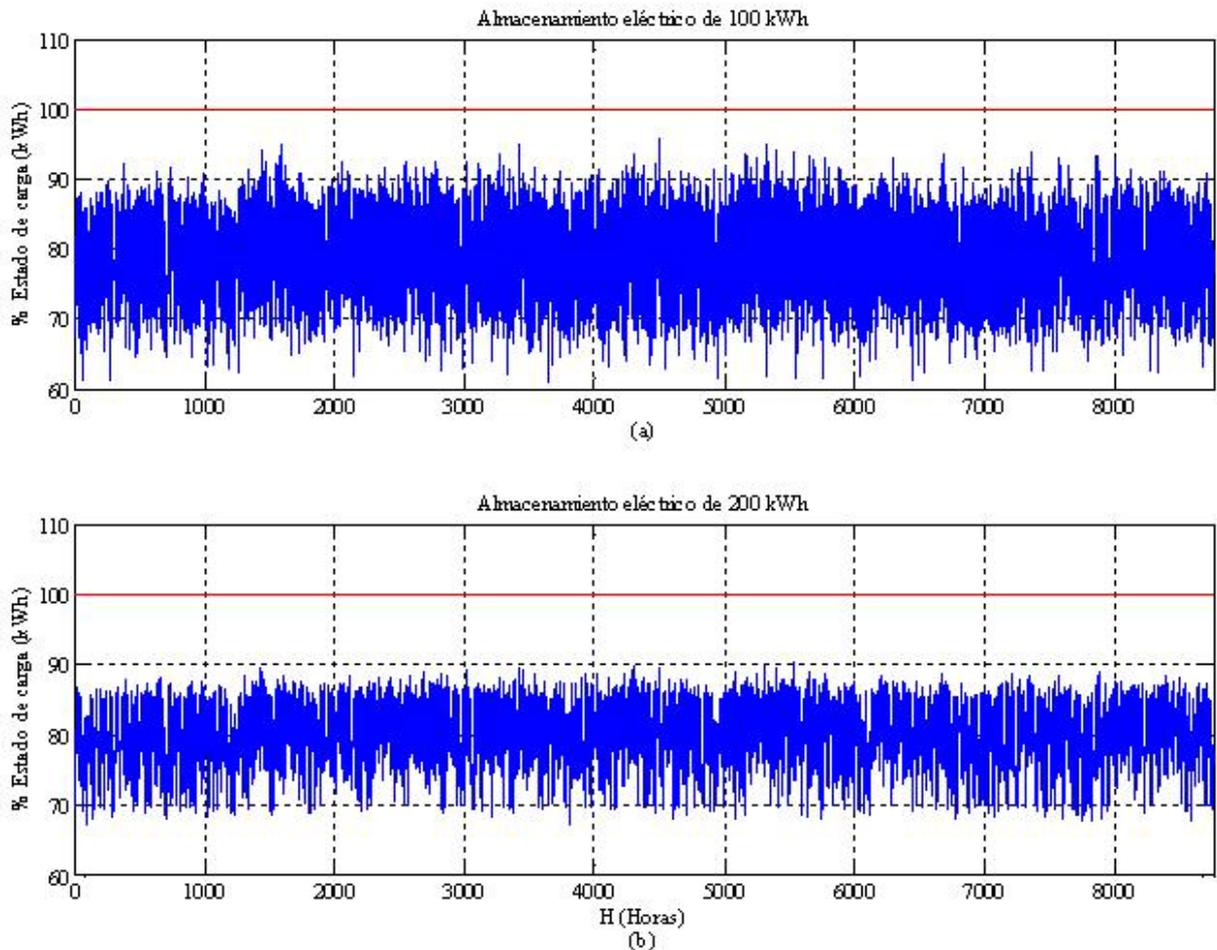


Figura 6.22. Estado de carga de la batería con diferentes valores de activación con un sistema de almacenamiento eléctrico de (a) 100 kWh, (b) 200 kWh.

c. Conclusiones

En resumen, los datos presentados en este capítulo muestran claramente la importancia de una correcta selección de los parámetros de la estrategia de control para 1) minimizar el coste de operación, 2) maximizar la vida útil de la pila, el electrolizador y la batería, 3) asegurar el mejor cumplimiento de los contratos o estabilidad del sistema y 4) asegurar un óptimo dimensionamiento del sistema de almacenamiento. Como se ha mostrado en los casos anteriores la selección arbitraria de unos valores de activación y de un dimensionamiento del sistema de almacenamiento eléctrico, no asegura el mínimo coste de operación y el máximo cumplimiento de la operación *grid-friendly* de la instalación o la estabilidad de la misma. Por ello se plantea la utilización de la optimización como herramienta para seleccionar los valores óptimos de activación/desactivación de la pila de combustible y el electrolizador que aseguren el cumplimiento de los objetivos de coste y operación anteriormente citados. Esta fase se describe en el siguiente apartado.

## 6.4 Optimización

A continuación se desarrollan los pasos que integran la etapa de OPTIMIZACIÓN de la metodología.

### 6.4.1 Definición de la función objetivo/restricciones/operación

La etapa de optimización se inicia con la identificación de los términos de la función objetivo, las restricciones y los parámetros de operación de la optimización, el periodo de resolución y evaluación.

a. Función objetivo

Dependiendo del modo de operación de la instalación, la función objetivo utiliza diferentes variables de control para alcanzar el objetivo de optimización. Para el caso de la operación en modo autónomo, el objetivo de la optimización es minimizar el coste de operación del sistema mediante la determinación de los valores óptimos de los niveles de activación/desactivación de la pila y el electrolizador y el dimensionamiento óptimo de la batería.

- Variables de control para el modo autónomo:  $ELE_{sup}$ ,  $ELE_{inf}$ ,  $PC_{sup}$ ,  $PC_{inf}$ ,  $BAT_{CAP}$ .

En la optimización en modo conectado a red el objetivo se limita a minimizar el coste de operación del sistema y las variables de control se reducen a los valores de activación/desactivación de los dispositivos basados en el hidrógeno.

- Variables de control para el modo conectado a red:  $ELE_{sup}$ ,  $ELE_{inf}$ ,  $PC_{sup}$ ,  $PC_{inf}$ .

En cuanto a las variables de estado de la función objetivo, éstas están relacionadas con las horas de operación del electrolizador y la pila de combustible y el número de ciclos de operación de la batería. Estas variables son idénticas en los dos modos de operación.

- Número de horas de funcionamiento por años de la pila de combustible (horas/año):  $PC_{op}$ .
- Número de horas de funcionamiento por año del electrolizador (horas/año):  $ELE_{op}$ .
- Número de ciclos de operación de la batería por año (ciclos por año):  $BAT_{op}$ .

Tanto el modo de operación autónomo como el conectado a red tienen el mismo objetivo de optimización, minimizar el coste de operación del sistema. Así, los términos y formulación de la función objetivo en ambos modos son similares a pesar de que las variables de control para alcanzar dicho objetivo sean diferentes. De este modo, la formulación de la función objetivo de la instalación se representa como la suma de los costes de operación de sus diferentes dispositivos de generación, consumo y almacenamiento.

**Ec. 6.20**

A la ecuación de la función objetivo se le ha añadido un término que penaliza la operación del sistema de almacenamiento eléctrico fuera de los rangos establecidos. Este término, que aumenta el coste de operación de la instalación, permite dirigir la búsqueda de las soluciones óptimas, descartando soluciones que provocan la operación fuera de estos rangos. El término de penalización se activa cuando el nivel energético de la batería,  $BAT\_SOC$ , en un instante de control determinado, supera el nivel superior de operación de la batería,  $BAT_{sup}$ , o es menor que el valor marcado por el nivel inferior de operación de la batería,  $BAT_{inf}$ . En estos casos se añade un coste a la operación del sistema representado por la siguiente fórmula:

$$Pen\_coste = pen$$

**Ec. 6.21**

Donde:

$Pen\_coste$ : penalización total anual (€).

$pen$ : Valor de la penalización que se obtiene al multiplicar energía acumulada fuera de los rangos de operación de la batería por un coste igual a 100.000 (€/kWh).

Así, la formulación de la función objetivo a optimizar se representa de la siguiente manera:

**Ec. 6.22**

Para el modo de operación autónomo,  $C_{RED}$  será igual a cero ya que no existe intercambio con la red. Así, para este modo de operación la optimización se representa de la siguiente forma:

**Ec. 6.23**

Para el caso del modo conectado a red, la optimización se representa de la siguiente manera:

**Ec. 6.24**

## b. Restricciones

Al estar los dos modos de operación basados en el estado energético del sistema de almacenamiento eléctrico, las definiciones de las restricciones de operación de las variables de control son similares en ambos modos. Cabe indicar que para la optimización en el modo autónomo se incluye una restricción relativa al tamaño máximo del sistema de almacenamiento la cual no es necesaria en el modo conectado a red.

El primer grupo de restricciones está relacionado con la eficiencia del sistema y los rangos de operación de la pila de combustible y electrolizador. Para obtener la operación más eficiente del sistema, la optimización debe evitar el funcionamiento conjunto del electrolizador y la pila de combustible cuya eficiencia conjunta se reduce a un 18%.

El siguiente grupo está relacionado con la estrategia de control y el sistema de almacenamiento eléctrico. Con el objetivo de contribuir a prolongar la vida de la batería, el mayor tiempo posible, se restringe la excursión del estado energético de la batería entre el 95% y el 65% de su capacidad nominal de almacenamiento. Así, la formulación de las restricciones a la optimización queda definida tal como se muestra en la Tabla 6.8.

Modo conectado a red y modo autónomo	
Restricción	Descripción
	El valor porcentual del nivel de activación del electrolizador, $ELE_{sup}$ , debe ser mayor que el valor de desactivación, $ELE_{inf}$ .
	El valor porcentual del nivel de activación de la pila de combustible, $PC_{inf}$ , debe ser menor que el valor de desactivación, $PC_{sup}$ .
	El valor porcentual del nivel de desactivación del electrolizador, $ELE_{inf}$ debe ser superior al valor de desactivación de la pila, $PC_{sup}$ .
	La activación del electrolizador, $ELE_{sup}$ , y la desactivación de la pila de combustible, $PC_{sup}$ , debe realizarse por debajo del 95% del nivel energético nominal del sistema de almacenamiento y por encima del 65%.
	La desactivación del electrolizador, $ELE_{inf}$ , y la activación de la pila de combustible, $PC_{inf}$ , debe realizarse por encima del 65% del nivel energético nominal del sistema de almacenamiento y por debajo del 95%.
Modo autónomo	
Restricción	Descripción
	La capacidad nominal óptima de la batería puede tomar valores entre 0 y 200 kWh.

**Tabla 6.8.** Restricciones para la optimización.

### c. Operación del sistema

El modo de operación de la optimización en el escenario analizado es *simulado*. La optimización realiza invocaciones iterativas al modelo del sistema. En cada invocación, el modelo evoluciona en el tiempo desde un valor de  $t_{inicial} = 0$  a  $t_{final} = (t_{inicial} + \text{periodo de evaluación})$ . Así, el periodo de evaluación seleccionado es de 1 año. Se considera que un año es el intervalo de tiempo mínimo a partir del cual la demanda energética y la generación renovable vuelven a repetir su evolución.

La aplicación de la optimización para el caso estudiado, se centra en el análisis *offline* del sistema, por lo que el periodo de resolución no representa una limitación para la posterior selección del algoritmo de optimización. Por lo tanto no es necesario definir un periodo de resolución.

#### 6.4.2 Selección del algoritmo de optimización

El modelado de la instalación ZEB-H<sub>2</sub>, claramente discontinuo, imposibilita el uso de métodos numéricos en la optimización de la función objetivo del sistema y orienta la selección hacia los métodos de naturaleza heurística. Entre los métodos heurísticos los

algoritmos genéticos se presentan como los más apropiados para la resolución del problema de optimización planteado. Estos algoritmos suministran una solución óptima global al problema de la optimización sin necesidad de un entrenamiento previo y sin presentar problemas de convergencia [ZON-09].

Los algoritmos genéticos de optimización se implementan en tres pasos básicos, 1) generación de la población inicial de soluciones, 2) comparación de la función de evaluación, *fitness*, que determina la mayor o menor bondad de cada solución propuesta y 3) aplicación de los operadores de cruzamiento y mutación para la generación de la siguiente población.

El algoritmo inicia su operación con la generación de una población inicial de las variables de control aleatorias. Seguidamente cada población es simulada utilizando el modelo del sistema desarrollado. A continuación cada solución es clasificada teniendo en cuenta la valoración de la función de evaluación. A partir de esta clasificación y mientras la optimización no está completada, las poblaciones mejor posicionadas son duplicadas y se generan nuevas poblaciones tomando éstas como base. Estas poblaciones se crean aplicando los operadores genéticos de mutación y cruzamiento dando lugar a una nueva generación. La realización iterativa de este proceso asegura sucesivas generaciones con cada vez mayores valoraciones de la función de evaluación. La Figura 6.23 muestra en forma de bloques la secuencia de operación del algoritmo genético.

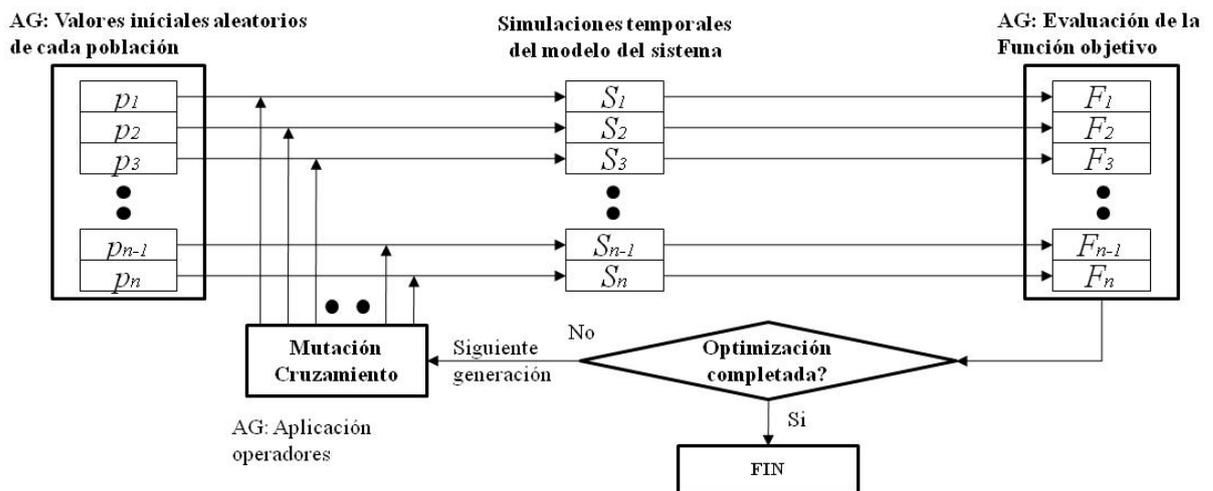


Figura 6.23. Secuencia de funcionamiento del algoritmo genético.

La selección del número de soluciones de las poblaciones, el nivel de cruzamiento o de mutación afecta de manera muy relevante a la eficacia de la búsqueda del óptimo. Así, poblaciones con un número reducido de soluciones pueden limitar en exceso las muestras a analizar provocando convergencias prematuras y soluciones subóptimas. Sin embargo poblaciones con un gran número de soluciones requieren mayores tiempos de resolución y convergencias más alejadas de los valores óptimos.

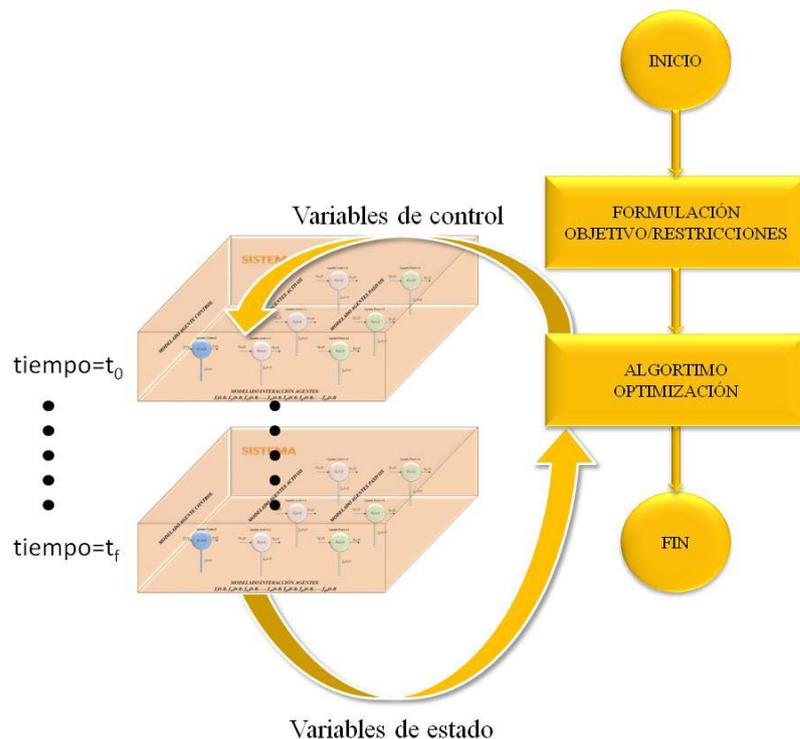
Del mismo modo, el nivel de cruzamiento, cruzar individuos entre las diferentes soluciones de una población, influye también en la calidad de la optimización. Altos niveles de cruzamiento pueden descartar posibles soluciones óptimas prematuramente. Sin embargo, un nivel bajo de cruzamiento puede estancar la búsqueda de una solución óptima.

Por último, niveles altos de mutación, variaciones de los individuos de las poblaciones de una generación, puede introducir mayores diversidades en las soluciones que sin embargo

pueden acarrear mayores tiempos de resolución del problema. Por su parte, niveles bajos de mutación aceleran la convergencia pero pueden evitar la identificación de soluciones cercanas más óptimas.

### 6.4.3 Aplicación del algoritmo de optimización

El algoritmo de optimización seleccionado se integra dentro de las herramientas de optimización del entorno de simulación MATLAB-SIMULINK en el que también se ha desarrollado el modelo de la instalación a optimizar. La función de optimización resuelve problemas de optimización con restricciones mediante algoritmos genéticos. El algoritmo de optimización seleccionado opera en modo simulado y el desarrollo del entorno de programación responde a la secuencia de operación mostrada en la Figura 6.24.



**Figura 6.24.** Secuencia de operación de la optimización con AG.

En primer lugar, se formulan las ecuaciones de la función objetivo y sus restricciones, se configura el número de generaciones y poblaciones de cada generación así como los operadores de mutación y cruzamiento para posteriormente invocar al algoritmo de optimización.

Como número de generaciones se ha determinado, a partir de pruebas empíricas, un valor de 100 como valor suficiente para obtener una solución óptima. Del mismo modo se ha determinado un valor de 100 poblaciones por generación. Para el nivel de cruzamiento se ha seleccionado un valor de 0,8 mientras que el valor del nivel de mutación es igual a 0,2.

La invocación al algoritmo de optimización se realiza según el formato de la función *ga*:

$$x = ga(fun, A,b,Aeq,beq,lb,ub) \quad \text{Ec. 6.25}$$

Para:

$$A \cdot x \leq b$$

$$A_{eq} \cdot x = b_{eq}$$

$$lb \leq x \leq ub$$

Donde:

$x$ : vector de resultados de los valores de la activación y desactivación de la pila y el electrolizador ( $ELE_{sup}$ ,  $ELE_{inf}$ ,  $PC_{inf}$ ,  $PC_{sup}$ ). En la operación en modo autónomo se incluye el valor de la capacidad energética de la batería,  $BAT_{CAP}$ .

$fun$ : función objetivo a optimizar (integra la llamada al modelo eléctrico-económico de la instalación).

$A$ : matriz de restricciones de inecuación.

$A_{eq}$ : matriz de restricciones de ecuación.

$ub$ : límite superior de las variables  $x$ .

$lb$ : límite inferior de las variables  $x$ .

Para el caso de la operación en modo autónomo, las inecuaciones matriciales,  $A \cdot x \leq b$ , ecuaciones matriciales  $A_{eq} \cdot x = b_{eq}$  y límites de operación  $x \leq ub$ ,  $lb \leq x$  se formulan como se indica en las siguientes ecuaciones:

$$A \cdot x \leq b$$

**Ec. 6.26**

$$A_{eq} \cdot x = b_{eq}$$

**Ec. 6.27**

$$x \leq ub$$

**Ec. 6.28**

$$lb \leq x$$

Ec. 6.29

Para el caso de la operación en modo conectado a red, la formulación queda de la siguiente manera:

$$A \cdot x \leq b$$

Ec. 6.30

$$A_{eq} \cdot x = b_{eq}$$

Ec. 6.31

$$x \leq ub$$

Ec. 6.32

$$lb \leq x$$

Ec. 6.33

La invocación al algoritmo desencadena el proceso de optimización que finaliza cuando el valor absoluto de la diferencia entre dos soluciones sucesivas es igual o menor a  $10^{-6}$  o si se ha llegado a las 100 generaciones.

## 6.5 Análisis de resultados

La primera aplicación del algoritmo de optimización se realiza sobre la instalación operando en modo autónomo y con el objetivo de determinar el valor de la capacidad de almacenamiento eléctrico que asegure la estabilidad de operación del sistema al mínimo coste.

La Tabla 6.9 muestra los valores de coste de operación para 5 casos diferentes durante la vida útil de la instalación (20 años). Los casos 2 y 4 muestran los valores de la vida útil de la pila, el electrolizador, la batería y el coste de operación cuando las variables de control toman valores arbitrarios cercanos a los niveles límite de operación del sistema de almacenamiento eléctrico. En el caso 2 se muestran los datos obtenidos en una evolución

anual de la instalación con una capacidad de almacenamiento de 100 kWh, mientras que en el caso 4 la capacidad alcanza los 200 kWh.

Los casos 1 y 5 muestran los valores de la vida útil de la pila y el electrolizador y el coste de operación cuando las variables de control toman valores arbitrarios alejados de los niveles límite de operación del sistema de almacenamiento eléctrico. En el caso 1 se muestran los datos obtenidos en una evolución anual de la instalación con una capacidad de almacenamiento de 100 kWh, mientras que en el caso 5 la capacidad alcanza los 200 kWh.

El caso 3 muestra los valores de activación/desactivación y de almacenamiento obtenidos mediante la aplicación de la optimización. El algoritmo genético logra obtener el menor coste de operación comparado con los casos 1, 2, 4 y 5. Asimismo, para este coste de operación obtiene un valor de almacenamiento óptimo de 146 kWh. La optimización del valor de la capacidad de almacenamiento eléctrico y de los niveles de activación posibilita la operación de la instalación durante toda su vida útil sin necesidad de reponer ni el electrolizador ni la pila de combustible y con la reposición, una única vez, de la batería.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
<b>Cap. Almac.</b>	100 kWh	100 kWh	<b>146 kWh</b>	200 kWh	200 kWh
<b>ELE<sub>sup</sub>, ELE<sub>inf</sub>, PC<sub>sup</sub>, PC<sub>inf</sub></b>	87, 80, 80, 70	95, 80, 80, 65	<b>84, 79, 74, 70</b>	95, 80, 80, 65	87, 80, 80, 70
<b>Duración Pila</b>	22 años	38 años	<b>&gt;50 años</b>	>50 años	>50 años
<b>Duración electrolizador</b>	7 años	13 años	<b>31 años</b>	48 años	19 años
<b>Batería</b>	6 años	6,5 años	<b>10,5 años</b>	14 años	14 años
<b>Coste</b>	252.468 €	187.561 €	<b>136.342 €</b>	181.622 €	230.632 €
<b>Estabilidad</b>	Sí	No	<b>Sí</b>	Sí	Sí

**Tabla 6.9.** Duración, coste y nivel de incumplimiento con diferentes valores de capacidad de almacenamiento eléctrico (operación modo autónomo).

Para la operación en modo conectado a red se fija el valor de capacidad de almacenamiento eléctrico al valor obtenido en la optimización en modo autónomo (146 kWh). A continuación se aplica la optimización para obtener los valores óptimos de activación/desactivación de la pila y el electrolizador que posibiliten la obtención del mínimo coste de operación. La Tabla 6.10 muestra los valores de coste de operación para 3 casos diferentes. Los casos 1 y 3 muestran los valores de la vida útil de la pila y el electrolizador y el coste de operación cuando las variables de control toman valores arbitrarios cercanos a los niveles límite de operación del sistema de almacenamiento eléctrico y con valores alejados a estos límites respectivamente. También se muestra el nivel de incumplimiento del contrato con la red para cada uno de los casos.

El caso 2 muestra los valores de activación/desactivación óptimos obtenidos mediante la aplicación de la optimización. El algoritmo genético es capaz de obtener el menor coste de operación de la instalación asegurando un valor de nivel de incumplimiento del contrato con la red nulo. Indicar en este punto que aunque el coste de operación del caso 1 es un 7% inferior al caso óptimo sin embargo el grado de incumplimiento alcanza el 10,5% muy superior al 0% del caso 2.

La optimización de los niveles de activación/desactivación posibilita la operación de la

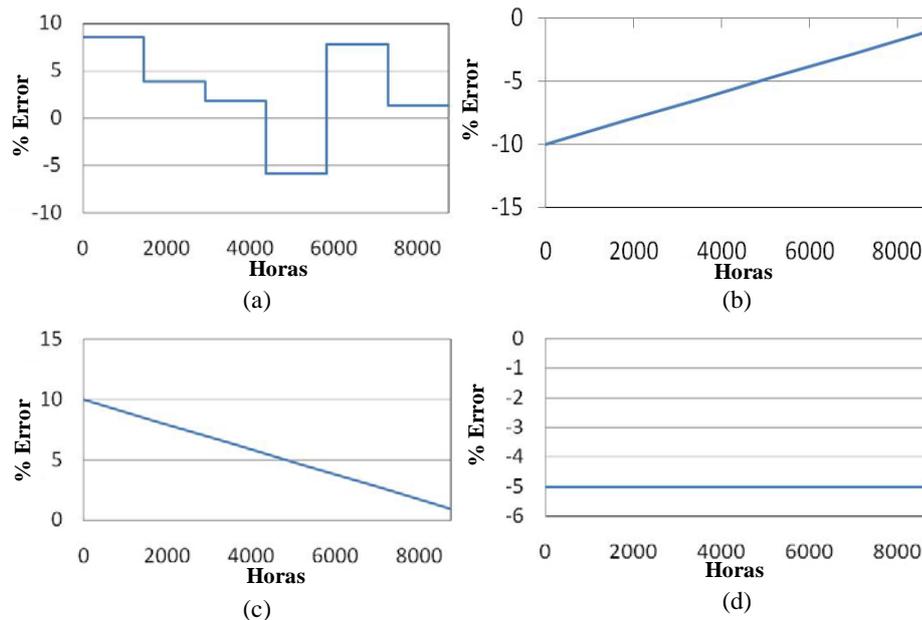
instalación durante toda su vida útil sin necesidad de reponer ni el electrolizador ni la pila de combustible y con la reposición, una única vez, de la batería.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
<b>Cap. Almac.</b>	146 kWh	<b>146 kWh</b>	146 kWh
<b>ELE<sub>sup</sub>, ELE<sub>inf</sub>, PC<sub>sup</sub>, PC<sub>inf</sub></b>	95, 90, 70, 65	<b>87, 85, 74, 72</b>	85, 80, 80, 75
<b>Duración Pila</b>	> 50 años	<b>38 años</b>	23 años
<b>Duración electrolizador</b>	> 50 años	<b>20 años</b>	5 años
<b>Batería</b>	9,7 años	<b>9,3 años</b>	8,8 años
<b>Coste</b>	118.961 €	<b>121.428 €</b>	233.809 €
<b>Nivel incumplimiento</b>	10,5%	<b>0%</b>	0%

**Tabla 6.10.** Duración, coste y nivel de incumplimiento con diferentes valores de capacidad de almacenamiento eléctrico (operación modo conectado a red).

Los resultados mostrados en la Tabla 6.9 y Tabla 6.10 muestran cómo el algoritmo genético es capaz de obtener el mínimo coste de operación del sistema cumpliendo con los criterios de estabilidad o de cumplimiento del contrato con la red. Sin embargo los valores óptimos de activación obtenidos, tanto en la operación modo conectado a red como en el modo autónomo, no aseguran una explotación económica óptima de la instalación ante errores en las previsiones de producción anual de los sistemas fotovoltaicos y eólicos.

La Figura 6.25 muestra los diferentes perfiles de error aplicados sobre las previsiones de generación de los sistemas fotovoltaicos y eólicos (% porcentaje de la generación prevista).



**Figura 6.25.** Porcentajes de error de las previsiones de generación de los sistemas renovables.

La Tabla 6.11 muestra la diferencia de los costes de operación de la instalación sin errores en las previsiones de generación o teniendo en cuenta los mismos, cuando la instalación es controlada con los niveles de activación óptimos calculados anteriormente.

<b>Modo Autónomo</b>	<b>Sin error</b>	<b>Error (a) Aleatorio</b>	<b>Error (b) Rampa -10% a 1%</b>	<b>Error (c) Rampa 10% a 1%</b>	<b>Error (d) -5% constante</b>
<b><math>\Delta</math>Coste</b>	0%	40%	1%	42%	0,5%
<b>Modo Conectado a red</b>	<b>Sin error</b>	<b>Error (a) Aleatorio</b>	<b>Error (b) Rampa -10% a 1%</b>	<b>Error (c) Rampa 10% a 1%</b>	<b>Error (d) -5% constante</b>
<b><math>\Delta</math>Coste</b>	0%	1%	44%	2%	43%

**Tabla 6.11.** Incremento de los costes de operación ante errores en las previsiones.

Tal como muestra la Tabla 6.11, tanto en el modo autónomo como en el modo conectado a red, el coste de operación se incrementa al aplicar los diferentes perfiles de error sobre las previsiones de generación. Para el modo autónomo, el incremento del coste es especialmente relevante en el caso en el que se aplica el error (a), error aleatorio y cuando se aplica un error (c), rampa de 10% a 1%. En estos casos el superávit de generación de origen renovable, inducido por las perturbaciones de los errores (a) y (c), provoca una utilización mayor de las baterías y una mayor necesidad de reposición de este dispositivo, generando un sobrecoste.

En el modo conectado a red también destaca el incremento del coste para los casos en los que se aplica el error (b), rampa de -10% a -1%, y el error (d), Error constante -5%. Estos incrementos son debidos principalmente a la necesidad de reposición de pila de combustible provocado por el déficit de generación renovable al aplicar los errores (b) y (d).

Con objeto de incrementar la robustez de la optimización y mejorar los resultados frente a errores en las previsiones de generación, se ha desarrollado un algoritmo de optimización adaptativo denominado AOFC2 (*Adaptative Optimized Five-step Charge Controller*) [AIT-11]. Este algoritmo es una de las aportaciones originales de esta tesis.

El algoritmo AOFC2 realiza una búsqueda, cada mes, de los parámetros óptimos de activación/desactivación teniendo en cuenta la generación real de las fuentes renovables durante los meses anteriores y la previsión hasta el final del año, el número de horas acumuladas tanto de la pila de combustible como del electrolizador desde el inicio del año hasta el mes en el que se invoca al algoritmo así como el nivel de hidrógeno en el instante de la invocación. La Figura 6.26 muestra la secuencia de ejecución del algoritmo AOFC2.

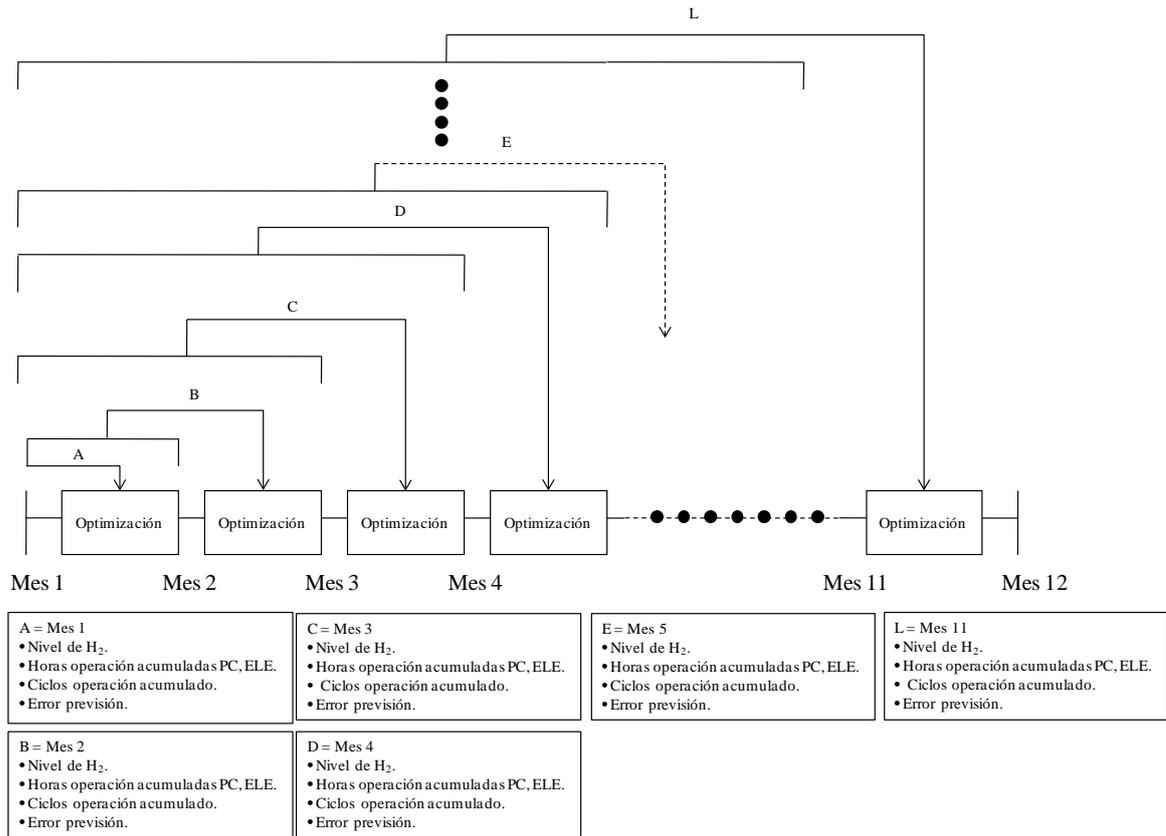


Figura 6.26. Secuencia de ejecución del AOFC2.

Durante el primer mes los valores de activación aplicados coinciden con los valores óptimos calculados para el escenario sin error en la previsión. Transcurrido el primer mes, el algoritmo de optimización es invocado teniendo en cuenta el número de horas de operación realizadas por la pila y el electrolizador, el número de ciclos realizados por la batería, el nivel de hidrógeno disponible y la evolución real de la generación durante el mes anterior. Con estos datos de entrada el algoritmo de optimización realiza la búsqueda de nuevos valores de activación que tiendan a minimizar el coste de operación de la instalación teniendo en cuenta la previsión de las renovables para el resto del año. La operación es repetida cada mes, realizando la optimización para compensar los posibles incrementos del coste de operación debido al error en la previsión. La Figura 6.27 muestra los costes de operación con valores de activación anuales constantes y con la aplicación del algoritmo AOFC2 en modo autónomo cuando se aplican los errores de previsiones mostrados en la Figura 6.25. Por otra parte, la Figura 6.28 muestra los costes de operación para el modo conectado a red.

(a)

(b)

(c)

(d)

**Figura 6.27.** Costes de operación con valores anuales constantes y aplicación AOFC2 operación en modo autónomo.

(a)

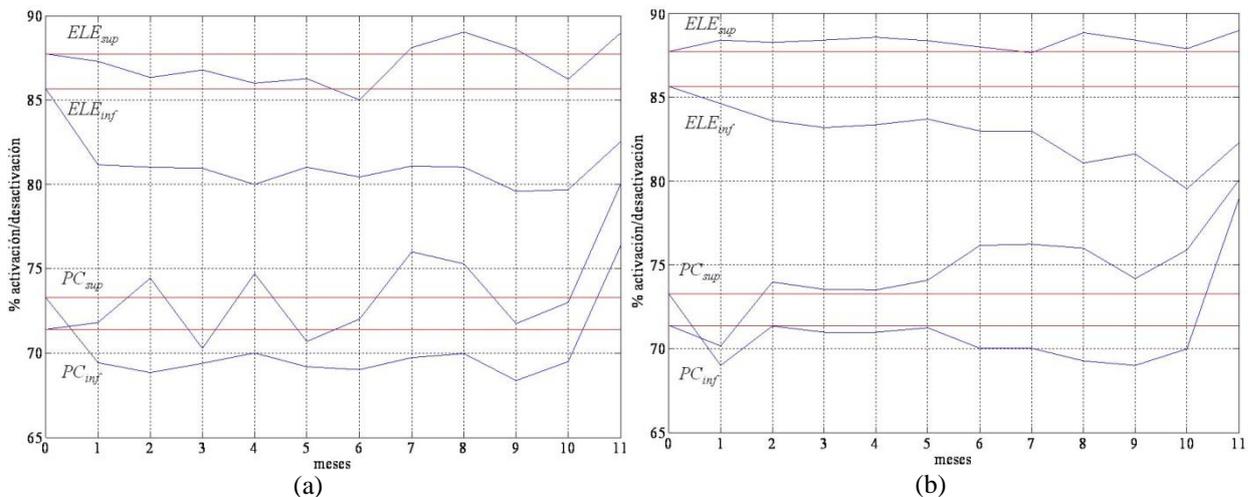
(b)

(c)

(d)

**Figura 6.28.** Costes de operación con valores anuales constantes y aplicación AOFC2 operación en modo conectado a red.

Para el modo de operación autónomo, los resultados presentados en la Figura 6.27 muestran cómo la aplicación del algoritmo AOFC2 es capaz de reducir los costes de operación frente a perturbaciones respecto a la aplicación de valores constantes, Figura 6.27 (a) y (c). Así, para los casos en los que mayor incremento se producía al mantener los valores de activación/desactivación constantes, aplicación de un error aleatorio y error rampa de 10% a 1%, el AOFC2 obtiene unas reducciones de coste del 26% y el 27% respectivamente respecto al coste con perturbaciones y valores constantes. En ambos casos, el AOFC2 es capaz de corregir los valores de activación/desactivación de la pila de combustible y del electrolizador para evitar la necesidad de reposición adicional de las baterías y el sobrecoste asociado. La Figura 6.29 muestra la evolución, mes a mes, de los valores de activación/desactivación a lo largo del año para el caso de aplicación de un error aleatorio, Figura 6.29 (a) y error rampa de 10% a 1%, Figura 6.29 (b). En cada caso, los valores de activación/desactivación constantes se representan en color rojo.



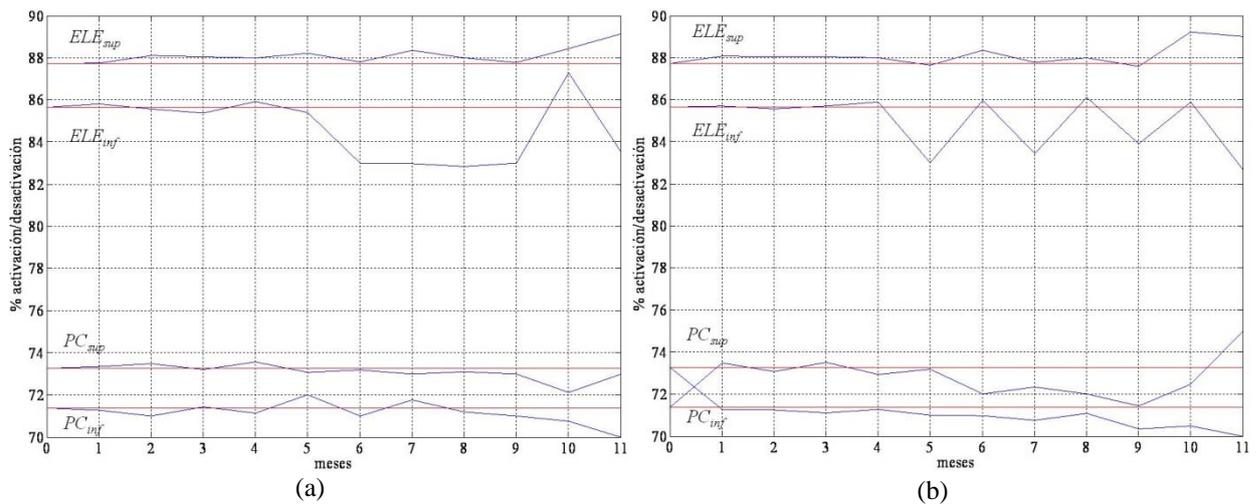
**Figura 6.29.** Evolución de los valores de activación/desactivación de la pila y el electrolizador para la operación en modo autónomo y con perturbaciones aleatoria (a) y de rampa 10% a 1% (b).

Para el resto de los casos, Figura 6.27 (b) y (d), las perturbaciones aplicadas no hacen necesaria la reposición adicional de ningún dispositivo respecto al escenario óptimo sin perturbaciones. Así, los incrementos de costes son sensiblemente menores, alrededor del 2%, y el algoritmo AOFC2 prácticamente iguala el coste de operación al caso sin perturbaciones.

Al igual que en el modo autónomo, en el modo conectado a red, la aplicación del algoritmo AOFC2 es capaz de reducir el coste de operación de la instalación tal como muestra la Figura 6.28 (b) y (d). Así en los casos en los que mayor incremento del coste de operación se produce cuando se aplican valores de activación/desactivación constantes durante todo el año, aplicación de un error rampa -10% a -1% y error constante de -5%, se consiguen unas reducciones del coste del 24% y 28% respectivamente respecto al coste con perturbaciones y valores constantes. En estos casos, el AOFC2 es capaz de corregir los valores de activación/desactivación para evitar la necesidad de reposición adicional de la pila de combustible y el sobrecoste asociado. La Figura 6.30 muestra la evolución, mes a mes, de los valores de activación/desactivación a lo largo del año para el caso de aplicación de un error en forma de rampa de -10% a -1%, Figura 6.30 (a), y un error constante de -5%, Figura 6.30 (b). En cada caso, los valores de activación/desactivación constantes se representan en color rojo.

Para los casos Figura 6.28 (a) y (c), las perturbaciones aplicadas no hacen necesaria la reposición adicional de ningún dispositivo respecto al escenario óptimo sin perturbaciones. Así los incrementos de costes son sensiblemente menores, alrededor del 2%, y el algoritmo

AOFC2 prácticamente iguala el coste de operación al caso sin perturbaciones.



**Figura 6.30.** Evolución de los valores de activación/desactivación de la pila y el electrolizador para la operación en modo conectado a red y con perturbaciones de rampa -10% a -1% (a) y con valor constante de -5% (b).

En el Anexo III se muestran, con detalle, las duraciones y costes de la pila, electrolizador y batería para cada modo de operación (autónomo o conectado a red), con cada perturbación, con parámetros de optimización constantes y aplicando el AOFC2.

## 6.6 Conclusiones

En un escenario de operación de un ZEB- $H_2$  activo, la gestión optimizada del flujo energético del edificio posibilita, además de su operación *environmentally-friendly*, su operación activa permitiendo ofrecer servicios que mejoran la eficiencia energética de la red a la que se conecta. La operación conjunta de sistemas de almacenamiento de medio-largo plazo (hidrógeno) y corto plazo (baterías) junto con la gestión optimizada de su operación posibilitan además la operación de un ZEB- $H_2$  en modo autónomo y en modo conectado a red.

El estudio desarrollado muestra la viabilidad de la aplicación de las herramientas de optimización para minimizar el coste de operación de una instalación ZEB- $H_2$  activo incluso con presencia de perturbaciones. La aplicación de los algoritmos genéticos se presenta como una herramienta de optimización viable que permite alcanzar una solución cercana al óptimo sin necesidad de evaluar todas las combinaciones posibles, reduciendo el tiempo de cálculo considerablemente.

En relación a la robustez de la optimización, se observa que los errores en las previsiones de la generación de origen renovable pueden provocar grandes variaciones en los costes de operación de la instalación. Con el objeto de incrementar la robustez de la optimización y reducir el sobre coste, se ha desarrollado un algoritmo de optimización adaptativo denominado AOFC2 (*Adaptative Optimized Five-step Charge Controller*). Este algoritmo es una de las aportaciones originales de esta tesis.



## 7. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

El estudio realizado en esta tesis doctoral pone de manifiesto de forma nítida el claro potencial que presentan las herramientas de optimización para la mejora de la eficiencia energética de las redes de distribución de BT, permitiendo la minimización de pérdidas mediante la actuación en las áreas de planificación y gestión de la generación, almacenamiento y consumo de energía.

Así, la principal contribución de la tesis consiste en la propuesta de una metodología que permite y facilita la implementación de técnicas de optimización en el ámbito de las redes de distribución BT. La metodología desarrollada define un procedimiento homogéneo y fácilmente extensible que facilita la aplicación de la optimización sobre las diferentes acciones y escenarios energéticos presentes en la red de BT. La descripción detallada de las cuatro etapas que integran la metodología así como de los pasos en las que se descomponen, permite una implementación sistemática y clara de la misma en diferentes escenarios. Como prueba de ello, la aplicabilidad de la metodología se ha validado sobre tres escenarios de la red de distribución de BT que abarcan actividades de planificación de la generación distribuida, de gestión de la demanda doméstica y de gestión de la autogeneración residencial. No obstante, la naturaleza genérica de esta metodología posibilita su aplicación sobre cualquier escenario energético de BT donde sea necesaria la optimización.

Las principales conclusiones sobre los tres escenarios analizados se presentan a continuación:

### a. Red de BT con presencia de generación distribuida

En este escenario se ha aplicado el procedimiento definido por la metodología para lograr el objetivo de la minimización de las pérdidas en las líneas de distribución de la red de BT mediante la óptima integración de la GD. Para alcanzar dicho objetivo, se ha desarrollado un algoritmo de cálculo de flujo de potencia capaz de realizar el análisis de una red trifásica en configuración TT con presencia de cargas y GD trifásicas, bifásicas y monofásicas, el cual constituye una aportación original de la tesis. Este algoritmo es capaz de realizar el cálculo de flujo de potencia para redes con topología radial o débilmente mallada y permite además la integración de nodos PV.

En los análisis realizados sobre la operación del escenario se ha puesto en evidencia el impacto sobre las pérdidas y el perfil de tensión, de la conexión de la GD en las redes de BT. Los resultados obtenidos muestran cómo una incorrecta ubicación o dimensionamiento de la conexión de la GD pueden provocar incrementos de las pérdidas en las líneas y sobretensiones por encima de los límites marcados por la normativa. Mediante la aplicación de técnicas de optimización se ha puesto en evidencia la posibilidad de incrementar la capacidad de generación de la GD por encima de estos límites sin poner en riesgo la seguridad de la red y consiguiendo minimizar las pérdidas en las líneas de distribución de las redes de BT.

b. Gestión de la demanda en el sector residencial y servicios

En este escenario el objetivo de la optimización es la minimización del gasto energético en un entorno de gestión doméstica de la demanda. Alcanzar este objetivo implica responder positivamente a los estímulos económicos enviados desde las compañías suministradoras para modificar los hábitos de consumo domésticos. Estos estímulos están generados con el propósito de aplanar el perfil de consumo y reducir las pérdidas en las redes y limitar la operación de las centrales de generación menos eficientes. Así, el seguimiento de las señales de precio supone contribuir a alcanzar este propósito y en consecuencia, mejorar la EE de la red eléctrica.

Para alcanzar el objetivo descrito y como aportación original de esta tesis se ha desarrollado un algoritmo de gestión óptima de la demanda basado en las prioridades definidas por el usuario, los modelos de información de las cargas controlables, el perfil de las tarifas y potencia límite consumible y la señal del consumo total del escenario. La definición y desarrollo de un modelo de información genérico para las cargas controlables es otra de las contribuciones de esta tesis. Este modelo de información permite integrar cualquier tipo de carga eléctrica controlable en el escenario sin necesidad de alterar la lógica de operación del algoritmo. Los resultados obtenidos ponen en evidencia la capacidad de la gestión óptima de la demanda para alcanzar reducciones en el gasto energético.

c. Gestión de la autogeneración en el sector residencial y servicios

En este escenario el desarrollo de las etapas marcadas por la metodología han permitido alcanzar la minimización del coste de operación en un nuevo concepto de edificio sostenible propuesto en esta tesis, el ZEB-H<sub>2</sub> activo. El edificio combina la generación de origen renovable con el almacenamiento eléctrico y en forma de hidrógeno para alcanzar una operación sostenible y amigable con la red. La operación sostenible del edificio implica la capacidad de alimentar sus cargas únicamente mediante fuentes de energía de origen renovable. Por su parte, la operación amigable incluye la participación en servicios auxiliares a la red como el *peak-shaving* con el objetivo de mejorar la EE de la misma.

Para realizar la gestión de la instalación se ha propuesto la aplicación de una estrategia basada en los niveles de carga del sistema de almacenamiento eléctrico que determinan las operaciones de activación de los sistemas basados en el hidrógeno. El cálculo de los valores óptimos de estos niveles asegura alcanzar la minimización de los costes de operación del edificio. Para realizar este cálculo y como aportación original de esta tesis se ha propuesto la aplicación de un innovador algoritmo, el *Adaptative Optimized Five-step Charge Controller* (AOFC2). El algoritmo propuesto realiza adaptaciones periódicas de los valores de los niveles citados para corregir los efectos negativos de los errores de previsión de la generación renovable sobre los costes de operación del ZEB-H<sub>2</sub>. El análisis de los resultados de la optimización pone en evidencia la validez del algoritmo propuesto que es capaz de corregir los efectos de los errores en las previsiones alcanzando valores de costes similares a los de la operación sin errores en la previsión.

A partir del trabajo desarrollado en esta tesis se plantean las siguientes líneas de investigación futuras:

- En lo que se refiere al desarrollo y mejora de la metodología se podría profundizar en una mayor definición de la etapa de OPTIMIZACIÓN. Se podrían definir nuevos pasos que orienten con mayor precisión, en la selección del algoritmo de optimización mejor adaptado a las necesidades del sistema analizado. Estos nuevos pasos podrían llegar a automatizar el proceso de selección a partir de la información recopilada del sistema.
- Relacionado con la mejora de la eficiencia en redes de BT con presencia de generación distribuida, los análisis presentados se han centrado en la integración de unidades de GD que únicamente generan potencia activa. Aumentando el número de variables en la función objetivo se podrá incorporar la posibilidad de integrar unidades de GD capaces de generar reactiva, pudiéndose obtener reducciones superiores de las pérdidas. Asimismo, los algoritmos desarrollados además de para obtener una visión de la posible planificación de la red con presencia de unidades de GD también podrían aplicarse para realizar un control en tiempo real de la GD integrada en la red, controlando la generación máxima de cada unidad de GD presente en la red en cada momento. A partir de los datos reales o estimados del consumo y generación en cada nodo, el sistema de control determinaría el valor máximo de generación de cada uno de los nodos generadores de la red, enviando esta señal a las unidades de GD evitando que se genere en exceso y pueda existir un sobrepasamiento de los valores de tensión impuestos en la normativa. Otra variante de esta estrategia podría aplicar el control en tiempo real sobre el transformador MT/BT. De este modo en función de los valores de consumo y generación, el control en tiempo real actuaría sobre la relación de transformación del transformador para evitar sobrepasamientos en los valores de la tensión de los nodos de la red.
- En lo que se refiere a la gestión de la demanda y la autogeneración en el ámbito residencial y servicios, en esta tesis se ha analizado su optimización de forma independiente, definiendo en cada caso el objetivo a optimizar. La aplicación de la optimización podría ampliarse abarcando ambas gestiones sobre un mismo escenario integrando la gestión de la demanda dentro de un escenario de gestión de la autogeneración. Esta ampliación añadiría nuevos grados de flexibilidad a la gestión energética del sistema cuya optimización podría contribuir a alcanzar mayores reducciones del coste de operación del sistema. En este nuevo escenario se podrían analizar nuevas modalidades de contratos que podrían contribuir a alcanzar mayores reducciones de las pérdidas en la red y mejoras en la EE de la misma.



## 8. REFERENCIAS

- [AIT-08] A. Milo, A. Martínez, M. Rodríguez, A. Goikoetxea, *Dynamic power flow tool development for low voltage networks analysis with high penetration level of distributed generation*, ICREPQ'08, Santander, 290, Marzo, 2008.
- [AIT-09] A. Milo, H. Gaztañaga, I. Etxeberria-Otadui, E. Bilbao, P. Rodríguez, *Optimization of an experimental Hybrid Microgrid Operation: Reliability and Economic Issues*, IEEE Powertech Conference, Junio, 2009, 6.
- [AIT-11] A. Milo, H. Gaztañaga, I. Etxeberria-Otadui, S. Bacha, P. Rodríguez, *Optimal economic exploitation of hydrogen based grid-friendly zero energy buildings*, Renewable energy, Vol 36, Nº 1, 2010, 197-205.
- [ANE-02] F. Garzia, G.M. Veca, *Advanced Neural Techniques for Energy Management*, Domestic Use of Energy Conference, Marzo, 2002, 159-164.
- [APF-02] Y. Zhu, K. Tomsovic, *Adaptative Power Flow Method for distribution Systems With Dispersed Generation*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 17, Nº 3, Julio, 2002, 822-827.
- [ASH-07] S. Ashok, *Optimised model for community based hybrid Energy system*, Renewable Energy, Vol 32, Nº 7, Junio, 2007, 1155-1164.
- [BER-08] A. P. Bergen, *Integration and Dynamics of a Renewable Regenerative Hydrogen Fuel Cell System*, Tesis Doctoral, University of Victoria, Victoria, 2008, 181.
- [BFS-03] A. Augugliaro, L. Dusonchet, M.G. Ippolito, S. Mangione, E. Riva Sanseverino, *A modified backward/forward method for fast solving radial distribution networks*, Power Tech Conference, Bologna, Vol 2, Junio, 2003.
- [BHA-09] K. Bhattacharya, T. Thiringer, N.R. Ullah, *Wind Farms as reactive power ancillary service providers technical and economic issues*, IEEE Trans Energy Convers, Vol 24, Nº 3, Septiembre, 2009, 661-672.
- [BME-00] P. Barker, R. de Mello, *Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems*, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol 3, Julio, 2000, 1645 - 1656.
- [BRO-96] A. W. Brocke, P. Ritzenhoff, H. Barthels, *Systematic design of the PHOEBUS Jülich energy management system*, 11<sup>th</sup> World Hydrogen Energy Conference, Vol 2, Stuttgart, Junio, 1996, 1191-1196.
- [CBT-04] N. Redondo Melchor, R. Carlos Redondo Melchor, M. Redondo Melchor, *Cálculo de instalaciones ramificadas en baja tensión*, Montajes e instalaciones, Septiembre, 2004.
- [CIR-07] V. V. Thong, J. D., R. Belmans, *Overview and Comparisons of Existing DG Interconnection Standards and Technical Guidelines*, ICCEP 2007, Julio, 2007, 51-54.
- [CMG-07] Comunidad de Madrid, *Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica*, 2007.
- [COM-02] Comisión Europea - Libro Verde, *Towards a EU strategy for the security of energy supply*, Noviembre, 2002.

- [DAL-08] G.J. Dalton, D.A. Lockington, T.E. Baldock, *Feasibility analysis of stand-alone renewable energy supply options for a large hotel*, Renewable energy, Vol 33, Nº 7, Julio, 2008, 1128-1136.
- [DDE-08] E. Diaz-Dorado, C. Carrillo, J. Cidras, *Control algorithm for coordinated reactive power compensation in a wind park*, IEEE Trans Energy Convers, Vol 23, Nº 4, Diciembre, 2008, 1064-1072.
- [DEC-62] J. Carpentier, *Contribution a' l'Etude du Dispatching Economique*, Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens, Vol 8, Nº 3, Agosto, 1962, 431-447.
- [DER-01] Directiva Europea 2001/77/CE, Promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior, Septiembre, 2001.
- [DER-03] Directiva Europea 2003/54/CE, *Normas comunes para el mercado interior de la electricidad*, Junio, 2003.
- [DER-04] Directiva Europea 2004/8/CE, *Fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía*, Febrero, 2004.
- [DER-05] Directiva Europea 2005/89/CE, *Medidas de salvaguarda del abastecimiento de electricidad y la inversión en infraestructura*, Julio, 2006.
- [DFR-88] S. Civanlar, J. J. Grainger, Y. Yin, S. S. Lee, *Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction*, IEEE Trans. Power Delivery, Vol 3, Nº 3, Julio, 1988, 1217-1223.
- [DGC-03] G.P. Harrison, A. R. Wallace, *Maximising Distributed Generation Capacity in Deregulated Markets*, Transmission and Distribution Conference and Exposition, IEEE PES 2003, Vol 2, Nº 7, Septiembre, 2003, 527-530.
- [DGP-02] K. Kyu-Ho, L. Yu Jeong, R. Sang Bong, L. Sang Kuen, Y. Seok Ku, *Dispersed Generator Placement using Fuzzy-GA in Distribution Systems*, Power Engineering Society Summer Meeting, Vol 3, Julio, 2002, 1148-1153.
- [DIS-00] H. L. Willis, W. G. Scott, *Distributed Power Generation, Planning and Evaluation*, Ed. Marcel Dekker, 2000, 616.
- [DIS-05] *Distributed generation with high penetration of renewable energy sources*, 5th Framework Programme - Contract No. ENK5-CT-2001-00522, [www.DISPOWER.org](http://www.DISPOWER.org).
- [DPF-06] S. Khushalani, *Development of Power Flor UIT Distributed Generation and Reconfiguration for Restoration of Unbalanced Distribution Systems*, A Dissertation Submitted to the Faculty of Mississippi State University in Partial Fulfillment of the requirements for the Degree of Doctor of Philosophy in Electrical Engineering in the Department of Electrical and Computer Engineering Mississippi State, Mississippi, Septiembre, 2006.
- [DUF-05] R. Dufo-López, J.L. Bernal-Agustín, *Design and control strategies of PV-diesel systems using genetic algorithm*, Solar energy, Vol 79, Nº 1, Julio, 2005, 33-46.
- [DUF-07] R. Dufo-López, J.L. Bernal-Agustin, J. Contreras, *Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage*, Renewable Energy International Journal, Vol 32, Nº 7, Junio, 2007, 1102-1126.
- [DUFa-07] R. Dufo-López, *Dimensionado y control óptimos de sistemas híbridos aplicando algoritmos genéticos*, Tesis doctoral, Universidad de Zaragoza, Abril, 2007, 553.

- [DUF-09] J.L. Bernal-Agustín, R. Dufo-López, *Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol 13, N° 8, Octubre, 2009, 2111-2118.
- [DWB-97] B. S. Borowy, Z. M. Salameh, *Dynamic response to a stand-alone wind energy conversion system with battery energy storage to a wind gust*, IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol 12, N° 1, Marzo, 1997, 73–78.
- [EEA-10] European Environmental Agency - <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/final-electricity-consumption-by-sector-1>.
- [EDP-09] S. A. Ticău, *Propuesta de directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al rendimiento energético de los edificios*, (COM(2008)0780 – C6-0413-2008 – 2008/0223(COD), Abril, 2009.
- [EPS-95] M. E. El-Hawary, *Electrical Power Systems, Design and Analysis*, Technical University of Nova Scotia, IEEE revised printing of a Reston Publishing Company book, 1995.
- [EPR-01] D. Herman, *Integrating Distributed Resources into electric Utility distribution Systems*, EPRI White Paper, 1004061, Technology Review, Diciembre 2001.
- [EUR-07] Eurostat, *Consumption of electricity by industry, transport activities and households/services*, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/refreshTableAction.do?tab=table&plugin=1&pcode=ten00094&language=en>.
- [ETO-05] ETORTEK, *Análisis de herramientas de simulación de fenómenos electromagnéticos y dinámicos*, GENEDIS 2, Diciembre, 2005.
- [FER-06] F. August Viawan, *Steady State Operation and Control of Power Distribution systems in the Presence of Distributed Generation*, Thesis for the degree of Licentiate Engineering, Departement of Energy and environment CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, Göteborg, Sweden, 2006.
- [FGA-00] Y.T. Hsiao, C. Y. Chen, *Enhancement of restoration service in distribution systems using a combination fuzzy-GA method*, Power Systems, IEEE Trans. On, Vol 15, N° 4, Noviembre, 2000, 1394-1404.
- [FPT-89] C. M. Muñoz Montecinos, *Flujo de potencia trifásico para sistemas distribuidos*, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Dptd de Ingeniería Eléctrica, Junio, 1989.
- [GAD-07] M. Sedighzadeh, A. Rezazadeh, *Using Genetic Algorithm for Distributed Generation Allocation to Reduce Losses and Improve Voltage Profile*, UPEC 2007, Septiembre, 2007, 954-959.
- [GAD-09] A. Milo, E. Rodríguez, *Gestión de cargas - estado del arte*, Proyecto CENIT GAD, Septiembre, 2009, 89.
- [GAD-10] Proyecto Cenit, *GAD - Gestión Activa de la Demanda*, <http://www.proyectogad.es/>, 2010.
- [GAL-97] R.A. Gallego, A.B. Alves, A. Monticelli, R. Romero, *Parallel Simulated Annealing Applied to Long Term Transmission Network Expansion Planning*, IEEE Trans. Power Systems, Vol 12, N° 1, Febrero, 1997, 181-188.
- [GAP-04] J.R. Santos, A.G. Exposito, J.L.M. Ramos, *A Reduced-Size Genetic Algorithm for Optimal Capacitor Placement on Distribution Feeders*, IEEE MELECON, Mayo, 2004, 963-966.

- [GAS-05] M. Gandonkar, M. Vakilian, M. Elshan, *A Combination of genetic algorithm and simulated annealing for optimal DG allocation in distribution network*, CCECE/CCGEI, May, 2005, 645-648.
- [GRE-08] S. Abras, S. Ploix, S. Pesty, M. Jacomino, *A Multi-Agent Home Automation System for Power Management*, Informatics in Control Automation and Robotics Lecture Notes in Electrical Engineering, Vol 15, N° 1, 2008, 59-68.
- [HAR-05] H. Miland, *Operational Experience and Control Strategies for a Stand-alone Power System based on Renewable Energy and Hydrogen*, Tesis Doctoral, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2005, 206.
- [HDF-90] T. Taylor, D. Lubkeman, *Implementation of Heuristic Search Strategies for Distribution Feeder Reconfiguration*, IEEE Trans. Power Delivery, Vol 5, N° 1, Enero, 1990, 239-246.
- [HDS-89] A. L. Morelato, A. Monticelli, *Heuristic Search Approach to Distribution System Restoration*, IEEE Trans. Power Delivery, Vol 4, N° 4, Octubre, 1989, 2235-2241.
- [HHW-06] M. Korpas, A.T. Holen, *Operation planning of hydrogen storage connected to wind power operating in a power market*, IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol 21, N° 3, Agosto, 2006, 742-749.
- [HIS-99] T. Schucan, *Case Studies of Integrated Hydrogen Systems*, International Energy Agency Hydrogen Implementing Agreement, Final Report for Task 11 - Integrated Systems, 1999, 166.
- [HOM-09] <https://analysis.nrel.gov/homer/>.
- [HOM-06] Proyecto HOMES, *Optimized Housing and Buildings for the control of energy and services*, [http://www.schneider-electric.com/documents/press-releases/en/shared/2006/12/Homespresentation\\_eng.pdf](http://www.schneider-electric.com/documents/press-releases/en/shared/2006/12/Homespresentation_eng.pdf), 2006.
- [HSW-98] R. Chedid, S. Rahman, *A decision support technique for the design of hybrid solar-wind power systems*, IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol 13, N° 1, Marzo, 1998, 76-83.
- [HYU-06] O. Hyungna, M. Asawari, D. Stratford, K. Powsiri, *System Reliability and Price Responsiveness of Residential Loads*, West Virginia University Advanced Power & Electricity Research Center (APEREC), Enero, 2006, 34.
- [HYS-91] C.J. Winter, M. Fuchs, *HYSOLAR and Solar-Wasserstoff-Bayern*, International journal of hydrogen, Vol 16, N° 11, 1991, 723-734.
- [IBE-09] IBERDROLA  
[http://www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/es/doc/eficiencia\\_energetica\\_empresa\\_electrica.pdf](http://www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/es/doc/eficiencia_energetica_empresa_electrica.pdf), Octubre, 2009.
- [IEA-10] <http://www.iea.org/>
- [IEE-01] E. Handschin, Th. Wiesner, *The Distribution Capability of Low-voltage Networks with Decentralized Energy Conversion Systems*, IEEE Power Tech Conference, Porto Portugal. Septiembre, 2001,
- [IEE-03] T. Tran-Quoc, C. Andrieu, N. Hadjsaid, *Technical impacts of small distributed generation units on LV networks*, IEEE, 2003, 0-7803-7989-6/03.
- [IEE-93] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, *Load representation for dynamic performance analysis*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, N° 2, Mayo 1993.

- [IEE-10] IEEE, *The Smart Grid: Opportunities for Industry and How IEEE can help*, White paper IEEE, [http://www.ieee.org/documents/ieee\\_smart\\_grid\\_july2010.pdf](http://www.ieee.org/documents/ieee_smart_grid_july2010.pdf), Julio, 2010, 8.
- [IEJ-05] V. V. Thong, J. Driesen, R. Belmans, *Interconnection of Distributed Generators and their influences on Power system*, International Energy Journal, Vol 6, N° 1, Junio, 2005, 127-140.
- [IDA-08] Asociación Española de domótica, *Como ahorrar energía instalando domótica en su vivienda*, [http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos\\_11187\\_domotica\\_en\\_su\\_vivienda\\_c7a81517.pdf](http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_11187_domotica_en_su_vivienda_c7a81517.pdf), 2008, 28.
- [IND-98] REE, *ATLAS de la Demanda Eléctrica Española*, [http://www.ree.es/sistema\\_electrico/pdf/indel/Atlas\\_INDEL\\_REE.pdf](http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/indel/Atlas_INDEL_REE.pdf)
- [JRC-09] P. Bertoldi, B. Atanasiu, *Electricity Consumption and Efficiency Trends in European Union*, JRC Scientific and Technical Reports, 2009, 95.
- [KAI-97] R. Kaiser, D.U. Sauer, A. Armbruster, G. Bopp, H.G. Puls, *New concepts for system design and operation control of photovoltaic systems*, European photovoltaic solar energy conference, Junio, 1997.
- [KIR-51] L. K. Kirchmayer, G. W. Stagg, *Analysis of total and incremental losses in transmission systems*, AIEE Trans., Vol 70, N° 2, Julio, 1951, 1197-1205.
- [KON-06] T. Knoke, C. Romaus, J. Bocker, A. Dell'Aere, K. Witting, *Energy Management for an Onboard Storage System Based on Multi-Objective Optimization*, IEEE Industrial Electronics Conference (IECON), Noviembre, 2006, 4677-4682.
- [KSA-02] W. El-Khattam, M. M. A. Salama, *Impact of Distributed Generation on Voltage Profile in Deregulated Distribution System*, Power System 2002 Conference, Clemson-USA, Marzo 2002, 1-6.
- [LFM-06] H.M. Khodr, L. Ocque, J.M. Yusta, M.A. Rosa, *New Load Flow Method S-E Oriented For Large Radial distribution Networks*, 2006 IEEE PES Transmission and Distribution conference and Exposition Latin America, Venezuela.
- [LIN-10] P. Linares, *Caracterización de la Demanda como Recurso Energético Dsitribuido*, PSE-120000-2009-4, Redes 2025, SP2 - E2.1, Diciembre, 2010.
- [LPC-84] N.K. Karmarkar, *A New Polynomial Time Algorithm for Linear Programming*, Combinatorica, Vol 4, N° 4, 1984, 373-395.
- [MAN-05] V.M. Manquinho, J. Marques-Silva, *Satisfiability-based algorithm for pseudo-Boolean optimization using Gomory cuts and search restart*, IEEE ICTAI 17 Tools with Artificial Intelligence International Conference, Noviembre, Hong kong, 2005, 155-161.
- [MAT-07] MATLAB, Optimization Toolbox 3, Septiembre 2007.
- [MEN-99] F. Menzl, M. Wenske, J. Lehmann, *Windmill-electrolyser-system for a hydrogen based energy supply*, Procc. Wind Energy Conference, Nice, 1999,911-914.
- [MLS-05] L. Garcia Santander, F. Abou Chacra, H. Opazo, E. Lopez, *Minimal Loss Reconfiguration Based On Simulated Annealing Meta-Heuristic*, Electronics, Communications and Computers (CONIELECOMP), Febrero, 2005, 95 – 99.

- [MOC-96] B. Rautenbach, I.E. Lane, *The multi-objective controller: a novel approach to domestic hot water control*, Transactions on Power Systems, Vol 11, N° 4, Noviembre, 1996, 1832-1837.
- [MOL-02] A. Molina García, *Métodos y modelos para la gestión de cargas eléctricas residenciales en redes de distribución*, Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Cartagena, 2002, 223.
- [MOM-94] J.A. Momoh, S.X. Guo, E.C. Ogbuoriri, R. Adapa, *The Quadratic Interior Point Method Solving Power System Optimization Problems*, IEEE Trans. Power Systems, Vol 9, N° 3, Agosto, 1994, 1327-1336.
- [MSJ-06] M. Sánchez Jiménez, *Smart Electricity Networks based on large integration of Renewable sources and Distributed Generation*, Tesis Doctoral, Universidad de Kassel, Junio. 2006, 152.
- [OAE-05] A. Keane, M. O'Malley, *Optimal allocation of embedded Generation on distribution Networks*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 20, N° 3, Agosto, 2005, 1640-1646.
- [ODG-01] G. Celli, F. Pilo, *Optimal Distributed Generation Allocation in MV Distribution Networks*, Power Industry Computer Applications, Mayo, 2001, 81-86.
- [OGA-03] F. Garzia, G.M. Veca, *Optimisation of Electrical energy Consumption Using Genetic Algorithms*, Domestic Use of Energy Conference, 2003, 51-56.
- [OMN-85] ORDEN Ministerial 5/9/1985, *Normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica*, Septiembre, 1985.
- [OPD-77] H.H. Happ, *Optimal Power Dispatch – A comprehensive survey*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 96, N° 3, Mayo, 1977, 841-854.
- [OPF-01] C.A. Roa Sepulveda, B.J. Pavez Lazo, *A Solution to the Optimal Power flow Using simulated annealing*, IEEE Porto Power Tech Conference, Vol 2, Septiembre, 2001, 5.
- [OPF-07] Y. Zhu, K. Tomsovic, *Optimal distribution power flow for systems with distributed energy resources*, International Journal of Electrical Power and energy Systems, Vol 29, N° 3, Marzo, 2007, 260-267.
- [OPF-84] D. I. Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Huges, W. F. Tinney, *Optimal Power flow by Newton Approach*, IEEE Trans. on Power Apparatus and System, Vol 103, N° 10, Octubre, 1984.
- [OPF-91] M. Huneault, F.D. Galiana, *A Survey of the Optimal Power flow Literature*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 6, N° 2, Mayo, 1991, 762-770.
- [PEE-06] Comunicación de la Comisión, *Plan de acción para la eficiencia energética*, Octubre, 2006.
- [PEN-06] Y. K. Peña, *Optimal Allocation and Scheduling of Demand in Deregulated Energy Markets*, Parcial Tesis doctoral, Universidad Tecnológica de Viena, Marzo, 2006, 161.
- [PFB-99] H.M. Mok, S. Elangovan, M.M.A. Salama, Dr Cao Longijan, *Power Flow Analysis for Balanced and Unbalanced Radial Distribution Systems*, AUPEC'99, Darwin, Septiembre, 99.
- [PFF-03] R. Ciric, A. Padilla Feltrin, L. F. Ochoa, *Power Flor in Four Wire Distribution Networks-General Approach*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 18, N° 4, Noviembre 2003.

- [PME-01] E. Castillo, A. Conejo, P. Pedregal, R. García, N. Alguacil, *Building and Solving Mathematical Programming Models in Engineering and Science*, Pure and Applied Mathematics: A Wiley- Interscience Series of Texts, Monographs, and Tracts, 2001, 546.
- [POO-03] G.P. Harrison, A. R. Wallace, *Planning for optimal accommodation of dispersed generation to distribution networks*, CIRED 2003, Mayo, 2003.
- [POP-05] V. Pop, H.J. Bergveld, P.H.L. Notten, P.P.L. Regtien, *State-of-the-art of battery state-of-charge determination*, Measurement Science and Technology, Vol 16, Nº 12, Diciembre, 2005, 93-110.
- [PVU-08] S. Cobben, B. Gaiddon , H. Laukamp, *Impact of photovoltaic generation on Power Quality in Urban Areas with High PV Population*, PV in Urban Policies-Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansion - Proyecto Europeo, WP4-Deliverable 4.3, [http://www.pvupscale.org/IMG/pdf/WP4\\_D4-3\\_public\\_v1c.pdf](http://www.pvupscale.org/IMG/pdf/WP4_D4-3_public_v1c.pdf), Julio, 2008.
- [REE-05] L. Atienza, REE, *Jornadas Industria, Energía, Sociedad (Santander)*, Noviembre, 2005.
- [REE-10] Red Electrica Española, *Guía de consumo inteligente*, [www.ree.es](http://www.ree.es), 2010.
- [RED-07] K.N. Reddy, V. Agarwal, *Utility-Interactive hybrid distributed generation scheme with compensation feature*, IEEE Trans Energy Convers, Vol 22, Nº 3, Septiembre, 2007, 666-673.
- [REN-06] M. M. Rissanen, G. Bark, E.K. Lindman, *The Renewable Energy system in the building Glashuett – Stockholm*, Fuel Cell Seminar 30, Vol 5, Nº 1, Noviembre, 2006, 835-841.
- [REW-99] J. A. Momoh, M.E. El-Haway, R. Adapa, *A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 Part I: non-Linear and Quadratic Programming Approaches*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 14, Nº 1, Febrero, 1999, 96-104.
- [RDL-00] Real Decreto 1663/2000, *Conexión a la red de instalaciones fotovoltaicas de bajo voltaje*, Septiembre, 2000.
- [RDL-06] Real Decreto 314/2006, *Código Técnico de la Edificación*, Marzo, 2006.
- [RDL-07] Real Decreto 661/2007, *Regulación actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, Mayo, 2007.
- [RIC-06] O. Richardot, *Réglage Coordonné de Tension dans les Reseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée*, Tesis Doctoral, Instituto Nacional Politecnico de Grenoble, Octubre, 2006, 186.
- [ROM-96] R. Romero, R.A. Gallego, A. Monticelli, *Transmission System Expansion Planning by Simulated Annealing*, IEEE Trans. Power Systems, Vol 11, Nº 1, Febrero, 1996, 364-369.
- [ROT-08] R. Targosz, *Reducing electricity network losses*, Gobal Community for Sustainable Energy Professionals, <http://www.leonardo-energy.org/drupal/node/2935>, Abril, 2008.
- [RPR-06] O. Hyungna, A. Moholkar, D. Stratford, P. Klinkhachrn, *System Reliability and Price Responsiveness of Residential Loads*, IAEE 2006, September 2006, 34.
- [SEE-97] G. C. Seeling-Hochmuth, *A combined optimization concept for the design and operation strategy of hybrid-PV energy systems*, Solar Energy, Vol 61, Nº 2, Agosto 1997, 77-87.

- [SMP-00] J. C. Nash, *The (Dantzig) Simplex Method for Linear Programming*, Computing in Science and Engineering, Vol 2, N° 1, Febrero, 2000, 29-31.
- [SWD-02] J. T. Bialasiewicz, E. Muljadi, R. G. Nix, *Simulation-based analysis of dynamics and control of autonomous wind–diesel hybrid power systems*, Power and Energy System International Journal, Vol 22, N° 1, 2002, 24–33.
- [SWS-05] F. Valenciaga, P. F. Puleston, *Supervisor control for a standalone hybrid generation system using wind and photovoltaic energy*, IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol 20, N° 2, Junio, 2005, 398–405.
- [TEA-04] TEAHA European Project, FP6, *The European Application Home Alliance*, [ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/ist/docs/ka4/au\\_fp6\\_teaha\\_en.pdf](ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/ist/docs/ka4/au_fp6_teaha_en.pdf), 2004-2006.
- [TAS-06] H. Long Duy, S. Ploix, E. Zamai, M. Jacomino, *Tabu Search for the optimization of household energy consumption*, IEEE International Conference, Information Reuse and integration, Septiembre, 2006, 86-92.
- [TPF-02] A. Abur, H. Singh, H. Liu, W.N. Klingensmith, *Three Phase Power Flow for Distribution Systems with Dispersed Generation*, 14<sup>th</sup> PSCC, Sevilla, Junio, 2002.
- [TSI-03] F. Glover, B. Melián, *Tabu Search*, Inteligencia Artificial, Revista Iberoamericana de Inteligencia Artificial, Vol 19, 2003, 29-48.
- [ULL-98] Ø. Ulleberg, *Stand-alone power systems for the future: Optimal design, operation & control of solar-hydrogen energy system*, Tesis Doctoral, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 1998, 225.
- [VMQ-05] V. H. Méndez Quezada, *Generación Distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio*, Tesis Doctoral, Universidad Pontificia de Comillas, 2005, 307.
- [VRI-02] C.L. Master, *Voltaje rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 KV overhead lines*, Power engineering journal, Febrero 2002.
- [WDO-05] R.S. Garcia, D. Weisser, *A wind–diesel system with hydrogen storage: Joint optimisation of design and dispatch*, Renewable Energy Journal, Vol 31, N° 4, Noviembre, 2006, 2296-2320.
- [ZIM-95] R. D. Zimmerman, *Comprehensive Distribution Power flow: Modelling, Formulation, Solution algorithm and analysis*, Enero 1995, Cornell University.
- [ZON-09] Y. Zong, T. Cronin, O. Gehrke, H. Bindner, J. Carsten Hansen, M. Iribas Latour, O. Usunariz Arcauz, *Application genetic algorithms for load management in refrigerated warehouses with wind power penetration*, IEEE Powertech Conference, Bucharest, Romania, Junio-Julio, 2009.

9. ANEXO I

9.1 Anexo A: Desarrollo del cálculo de flujo de potencia *Backward / Forward* (BFS)

Existen diferentes variaciones del método BFS, pero aquí se describe el basado en las tensiones y corrientes VI-VI-BFS. Tomando como referencia la siguiente notación de Figura 9.1.

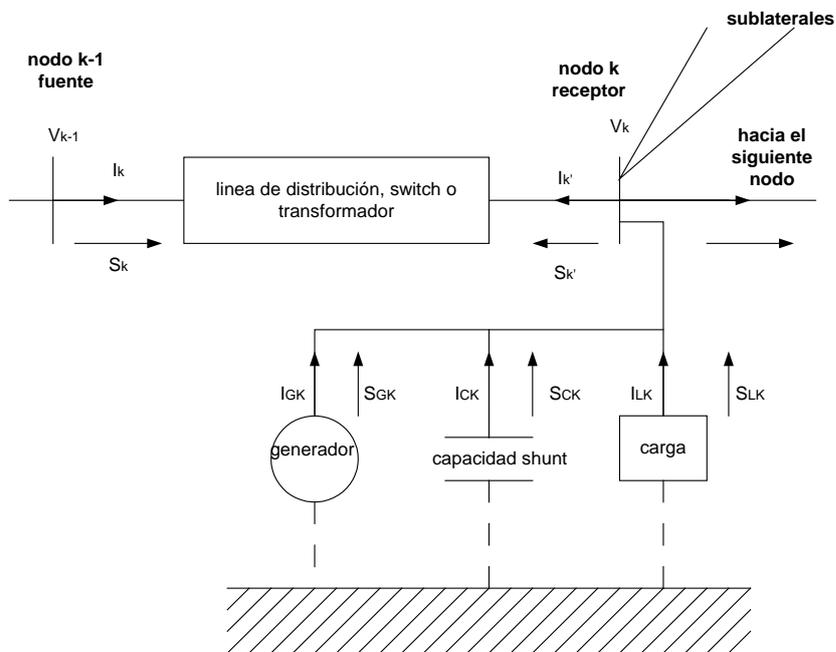


Figura 9.1. Notación algoritmo *Backward/Forward*.

El algoritmo BFS se divide en dos partes principales, el *backward sweep* (barrido desde atrás) y el *forward sweep* (barrido desde adelante), tal como muestra la Tabla 9.1.

Backward/forward Sweep	
Inicialización de las tensiones de todos los nodos	
1	<b>Backward Sweep:</b> Suma de las corrientes (posible actualización de tensiones)
2	<b>Forward Sweep:</b> Cálculo de las caídas de tensión (posible actualización de corrientes o flujos de potencia)
Repetir los pasos 1 y 2 hasta alcanzar la convergencia	

Tabla 9.1. Barridos del algoritmo BFS.

El proceso se inicia con la inicialización de las tensiones de todos los nodos y posteriormente se inicia el barrido *Backward*, Tabla 9.2.

Procedimiento	
1	Cálculo $I_{GK}$ , $I_{CK}$ y $I_{LK}$ a partir de $V_K$
2	Cálculo $I_K'$ a partir de las leyes de Kirchoff en el nodo k.
3	Cálculo de $V_{K-1}$ a partir de $V_K$ e $I_K'$
4	Cálculo de $I_K$ a partir de $V_{K-1}$ , $V_K$ e $I_K'$

Tabla 9.2. Proceso barrido *Backward*.

Comenzando por los nodos finales de cada rama y siguiendo un orden establecido

previamente se realiza el primer cálculo del proceso *backward sweep* donde se calcula la corriente inyectada por los generadores, capacidades o cargas presentes en el nodo  $k$ .

$$I_{LK} = (S_{LK} / V_K)^* \quad \text{Ec. 9.1}$$

$$I_{CK} = -Y_{CK} V_K \quad \text{Ec. 9.2}$$

$$I_{GK} = (S_{GK} / V_K)^* \quad \text{Ec. 9.3}$$

Donde:

$I_{LK}$  : Corriente consumida por los cargas.

$I_{CK}$  : Corriente inyectada por las capacidades.

$I_{GK}$  : Corriente inyectada por los generadores.

$S_{LK}$  : Potencia aparente de carga en el nodo  $k$ .

$Y_{CK}$  : Matriz de admitancia de las capacidades.

$V_K$  : Tensión en el nodo  $k$ .

El siguiente cálculo consiste en la aplicación de las leyes de Kirchoff en el nodo  $k$  para determinar  $I_K'$ .

$$I_K' = f(I_{GK}, I_{LK}, I_{CK}, \sum_{j \in A_k} I_j, I_{K+1}) \quad \text{Ec. 9.4}$$

Donde  $I_j$  representa las corrientes de los laterales del nodo  $k$  e  $I_{K+1}$  representa la corriente inyectada desde el nodo inmediatamente superior y de la misma rama.

Los cálculos tres y cuatro obtienen el cálculo de las tensiones en el nodo inmediatamente superior y las corrientes en el nodo  $k$ .

$$\tilde{V}_{K-1} = V_K + Z_K \left( \frac{1}{2} Y_K V_K - I_K' \right) \quad \text{Ec. 9.5}$$

$$\tilde{I}_K = \frac{1}{2} Y_K (V_K + \tilde{V}_{K-1}) - I_K' \quad \text{Ec. 9.6}$$

Donde  $Y_K$  representa la admitancia de las ramas paralelas del modelo Ji de línea y  $Z_K$  representa la impedancia serie.

Con la ejecución del paso *backward* se logra determinar la corriente en los nodos así como la tensión en el nodo 0,  $\tilde{V}_0$ , que representa la subestación origen y que se utiliza para determinar el nivel de convergencia,  $V_0 - \tilde{V}_0 \leq tol$ .

A continuación se realizaría el paso forward, tal como muestra la Tabla 9.3.

Procedimiento	
1	Cálculo $V_K$ a partir de $V_{K-1}$ e $I_K$
2	Cálculo $I_K'$ a partir de $V_K$ , $V_{K-1}$ , e $I_K$
3	Cálculo de $I_{GK}$ , $I_{CK}$ y $I_{LK}$ a partir de $V_K$
4	Cálculo de $I_{K+1}$ a partir de las leyes de Kirchoff en el nodo $k$ .

**Tabla 9.3.** Proceso barrido *Forward*.

Comenzando por el nodo fuente  $V_0$  en sentido descendente y siguiendo un orden establecido previamente se realiza el primer y segundo cálculo del proceso *forward sweep* obteniéndose las tensiones y las corrientes en el nodo  $k$ .

$$\tilde{V}_K = V_{K-1} + Z_K \left( \frac{1}{2} Y_K V_{K-1} - I_K \right) \quad \text{Ec. 9.7}$$

$$\tilde{I}_K' = \frac{1}{2} Y_K (\tilde{V}_K + V_{K-1}) - I_K \quad \text{Ec. 9.8}$$

El tercer cálculo actualiza las corrientes inyectadas por los generadores, capacidades o cargas presentes en el nodo  $k$ .

$$\tilde{I}_{LK} = (S_{LK} / \tilde{V}_K)^* \quad \text{Ec. 9.9}$$

$$\tilde{I}_{CK} = -Y_{CK} \tilde{V}_K \quad \text{Ec. 9.10}$$

$$\tilde{I}_{GK} = (S_{GK} / \tilde{V}_K)^* \quad \text{Ec. 9.11}$$

En el último cálculo se actualiza la corriente  $I_{K+1}$  a partir de las leyes de Kirchoff aplicadas en el nodo  $k$ .

$$I_{K+1} = f(\tilde{I}_{GK}, \tilde{I}_{LK}, \tilde{I}_{CK}, \sum_{j \in A_k} I_j, I_K') \quad \text{Ec. 9.12}$$

El criterio de convergencia, consiste en que en los nodos terminales, la corriente  $I_{K+1}$  debe ser igual a cero. Puede utilizarse este criterio para finalizar, o volver al paso *backward* y seguir con los cálculos utilizando el criterio de convergencia  $V_0 - \tilde{V}_0 \leq tol$ .

9.2 Anexo B: Escenario de simulación

Red de distribución de BT, configuración TT.

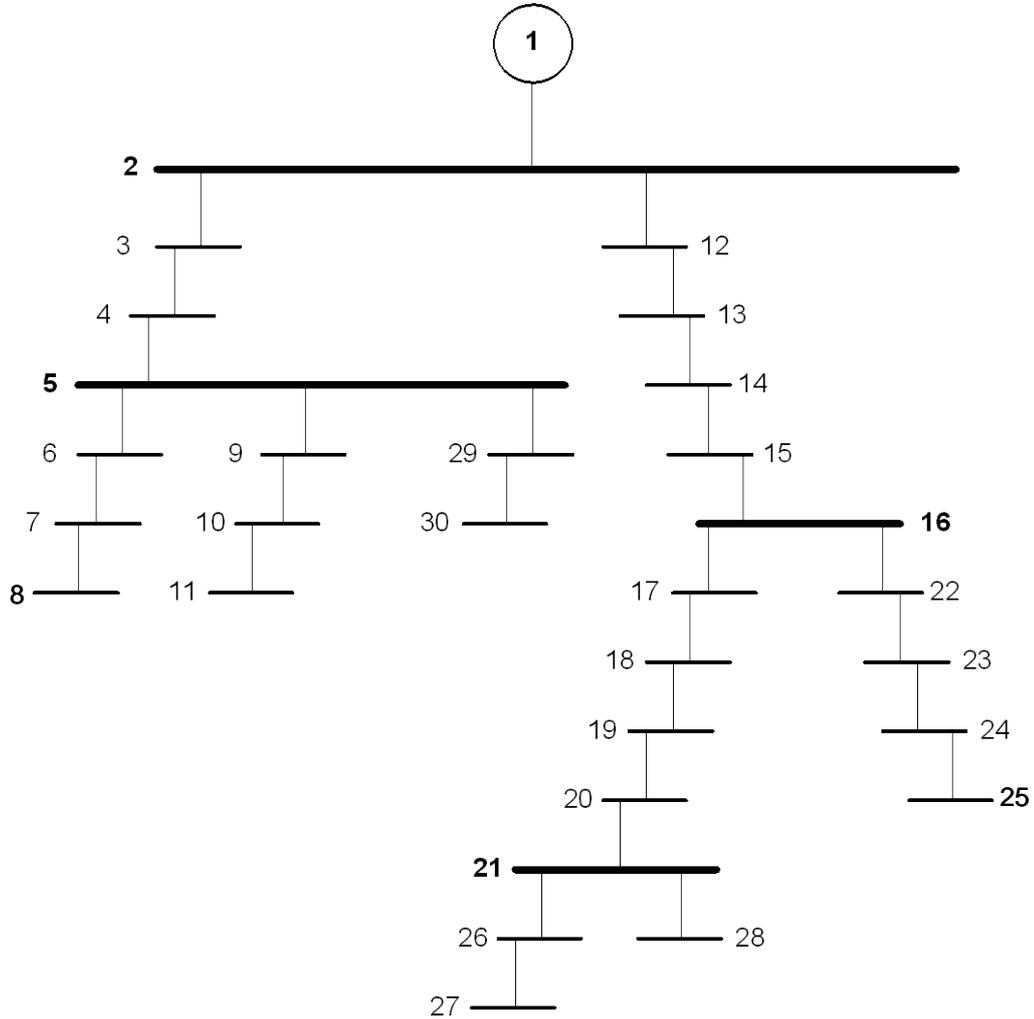


Figura 9.2. Red de distribución BT.

BUS	Conexión	VA (p.u.)	FASE (p.u.)	VB (p.u.)	FASEB (p.u.)	VC (p.u.)	FASEC (p.u.)	PA (p.u.)	QA (p.u.)	PB (p.u.)	QB (p.u.)	PC (p.u.)	QC (p.u.)
1		1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
2		1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
3	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.02300	0.00756	0.00000	0.00000
4	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.02300	0.00756
5		1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
6	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.03680	0.01209
7	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.03680	0.01209
8	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.02300	0.00756	0.00000	0.00000
9	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.02300	0.00756	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
10	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.05796	0.01905	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
11	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.02300	0.00756	0.00000	0.00000
12	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.02300	0.00756	0.00000	0.00000
13	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.03680	0.01209	0.00000	0.00000
14	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.03680	0.01209	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
15	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.03680	0.01209
16		1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
17	Star	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.02668	0.00877	0.02668	0.00877	0.02668	0.00877
18	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.05796	0.01905	0.00000	0.00000
19	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.02300	0.00756
20	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.02300	0.00756	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
21		1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
22	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.03680	0.01209
23	Star	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.02668	0.00877	0.02668	0.00877	0.02668	0.00877
24	Star	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.02268	0.07454	0.02268	0.07454	0.02268	0.07454
25	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.03680	0.01209	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
26	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.02300	0.00756	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
27	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.02300	0.00756	0.00000	0.00000
28	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.02300	0.00756
29	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.00000	0.00000	0.03680	0.01209	0.00000	0.00000
30	Mono	1	00.000	1	-120.0	1	120.00	0.03680	0.01209	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

9. Anexo I

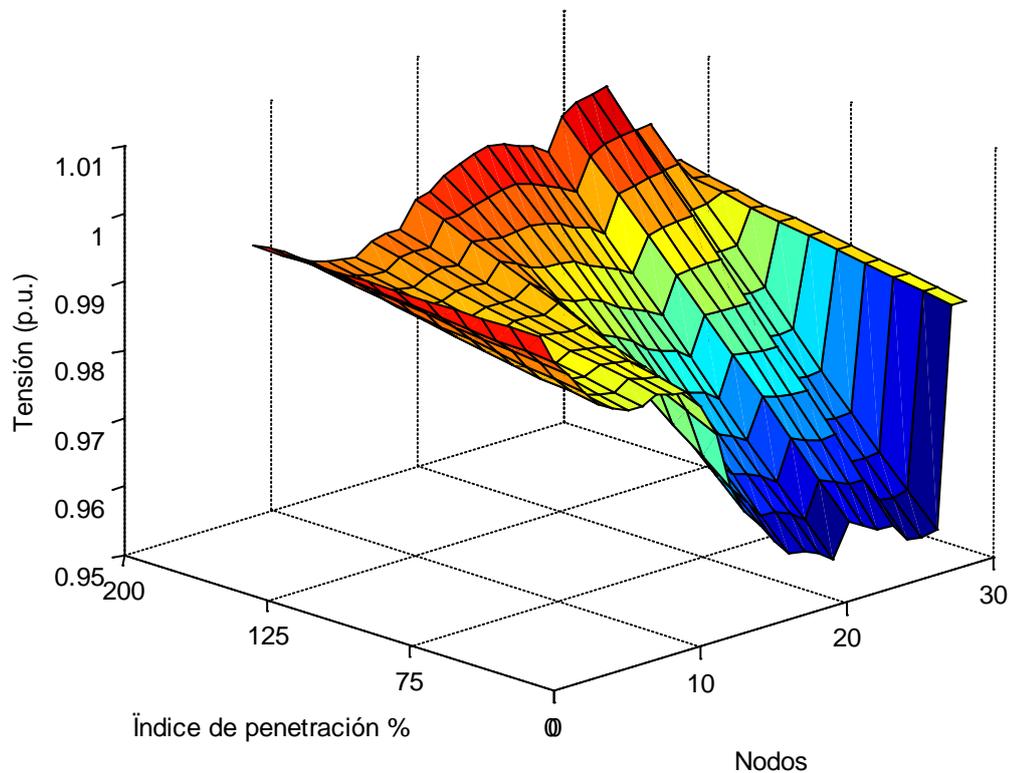
FROM	TO	XA (p.u.)	RA (p.u.)	YA (p.u.)	XB (p.u.)	RB (p.u.)	YB (p.u.)	XC (p.u.)	RC (p.u.)	YC (p.u.)	XN (p.u.)	RN (p.u.)	YN (p.u.)
1	2	0.001340	0.013399	0.000000	0.001340	0.013399	0.000000	0.001340	0.013399	0.000000	0.000670	0.006700	0.000000
2	3	0.002230	0.022301	0.000000	0.002230	0.022301	0.000000	0.002230	0.022301	0.000000	0.001115	0.011151	0.000000
3	4	0.003125	0.031250	0.000000	0.003125	0.031250	0.000000	0.003125	0.031250	0.000000	0.001562	0.015625	0.000000
4	5	0.002858	0.028579	0.000000	0.002858	0.028579	0.000000	0.002858	0.028579	0.000000	0.001429	0.014290	0.000000
5	6	0.003036	0.030360	0.000000	0.003036	0.030360	0.000000	0.003036	0.030360	0.000000	0.001518	0.015180	0.000000
6	7	0.003214	0.032140	0.000000	0.003214	0.032140	0.000000	0.003214	0.032140	0.000000	0.001607	0.016070	0.000000
7	8	0.003125	0.031250	0.000000	0.003125	0.031250	0.000000	0.003125	0.031250	0.000000	0.001562	0.015625	0.000000
5	9	0.004015	0.040152	0.000000	0.004015	0.040152	0.000000	0.004015	0.040152	0.000000	0.002008	0.020076	0.000000
9	10	0.003214	0.032140	0.000000	0.003214	0.032140	0.000000	0.003214	0.032140	0.000000	0.001607	0.016070	0.000000
10	11	0.002675	0.026752	0.000000	0.002675	0.026752	0.000000	0.002675	0.026752	0.000000	0.001338	0.013376	0.000000
2	12	0.005800	0.058002	0.000000	0.005800	0.058002	0.000000	0.005800	0.058002	0.000000	0.002900	0.029001	0.000000
12	13	0.002141	0.021411	0.000000	0.002141	0.021411	0.000000	0.002141	0.021411	0.000000	0.001071	0.010706	0.000000
13	14	0.004015	0.040152	0.000000	0.004015	0.040152	0.000000	0.004015	0.040152	0.000000	0.002008	0.020076	0.000000
14	15	0.002141	0.021411	0.000000	0.002141	0.021411	0.000000	0.002141	0.021411	0.000000	0.001071	0.010706	0.000000
15	16	0.001607	0.016070	0.000000	0.001607	0.016070	0.000000	0.001607	0.016070	0.000000	0.000803	0.008035	0.000000
16	17	0.003125	0.031250	0.000000	0.003125	0.031250	0.000000	0.003125	0.031250	0.000000	0.001562	0.015625	0.000000
17	18	0.004460	0.044603	0.000000	0.004460	0.044603	0.000000	0.004460	0.044603	0.000000	0.002230	0.022301	0.000000
18	19	0.002947	0.002947	0.000000	0.002947	0.002947	0.000000	0.002947	0.002947	0.000000	0.001473	0.014735	0.000000
19	20	0.002675	0.026752	0.000000	0.002675	0.026752	0.000000	0.002675	0.026752	0.000000	0.001338	0.013376	0.000000
20	21	0.005800	0.058002	0.000000	0.005800	0.058002	0.000000	0.005800	0.058002	0.000000	0.002900	0.029001	0.000000
16	22	0.003837	0.038371	0.000000	0.003837	0.038371	0.000000	0.003837	0.038371	0.000000	0.001919	0.019186	0.000000
22	23	0.002141	0.021411	0.000000	0.002141	0.021411	0.000000	0.002141	0.021411	0.000000	0.001071	0.010706	0.000000
23	24	0.001785	0.017850	0.000000	0.001785	0.017850	0.000000	0.001785	0.017850	0.000000	0.000825	0.008925	0.000000
24	25	0.001963	0.019631	0.000000	0.001963	0.019631	0.000000	0.001963	0.019631	0.000000	0.000981	0.009815	0.000000
21	26	0.001963	0.019631	0.000000	0.001963	0.019631	0.000000	0.001963	0.019631	0.000000	0.000981	0.009815	0.000000
26	27	0.002230	0.022301	0.000000	0.002230	0.022301	0.000000	0.002230	0.022301	0.000000	0.001115	0.011151	0.000000
21	28	0.004638	0.046383	0.000000	0.004638	0.046383	0.000000	0.004638	0.046383	0.000000	0.002319	0.023192	0.000000
5	29	0.003392	0.033920	0.000000	0.003392	0.033920	0.000000	0.003392	0.033920	0.000000	0.001696	0.016960	0.000000
29	30	0.001785	0.017850	0.000000	0.001785	0.017850	0.000000	0.001785	0.017850	0.000000	0.000892	0.008925	0.000000

Vbase: 0.230 kV

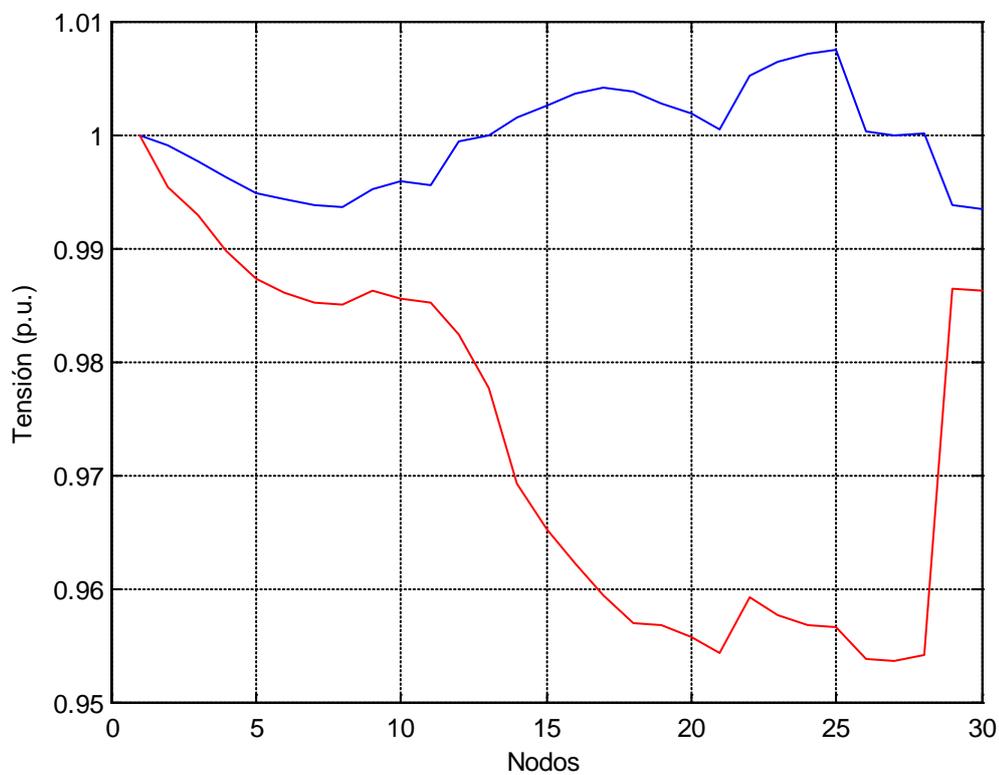
Sbase: 250 kVA.

**9.3 Anexo C: Evolución de las tensiones y pérdidas para ID del 25%, 50% y 75%.**

- ID 25%: GDp en los nodos 10, 17, 18, 23, 24, 25.



**Figura 9.3.** Evolución de la tensión para ID 25%, IP de 0% a 200%.



**Figura 9.4.** Perfil de tensión p.u., ID 25%, IP 0% (rojo), IP 200% (azul).

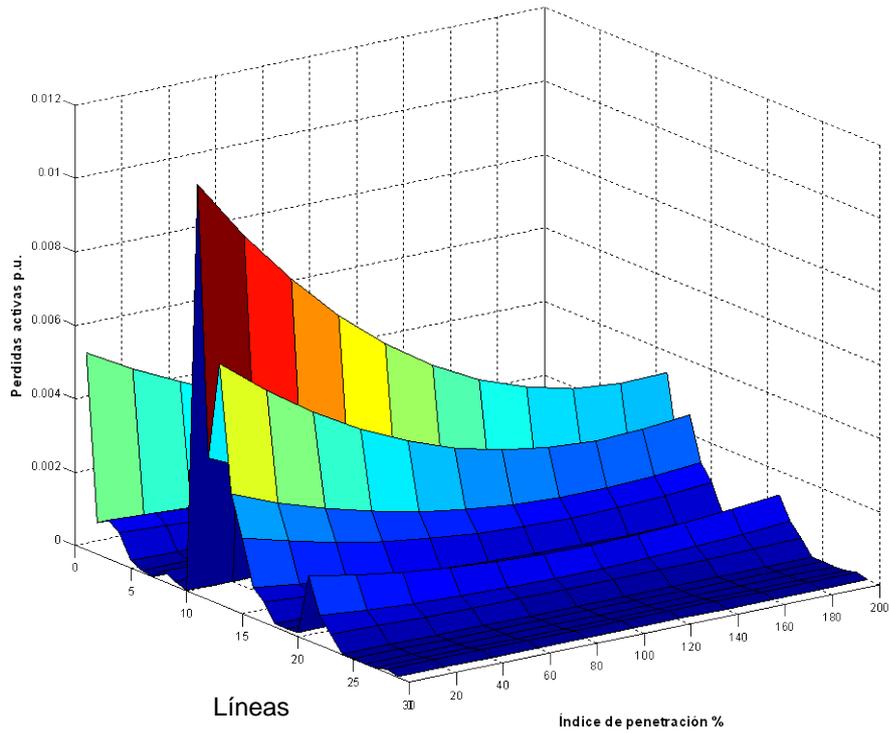


Figura 9.5. Perfil de pérdidas activas p.u., ID 25%, IP 0% a IP 200%.

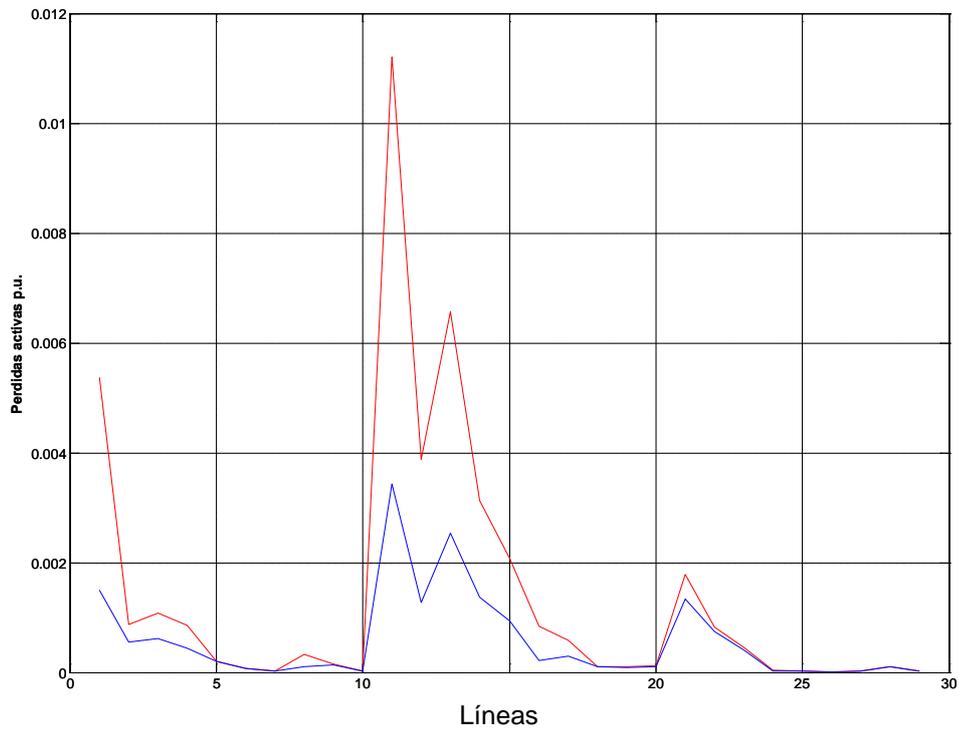
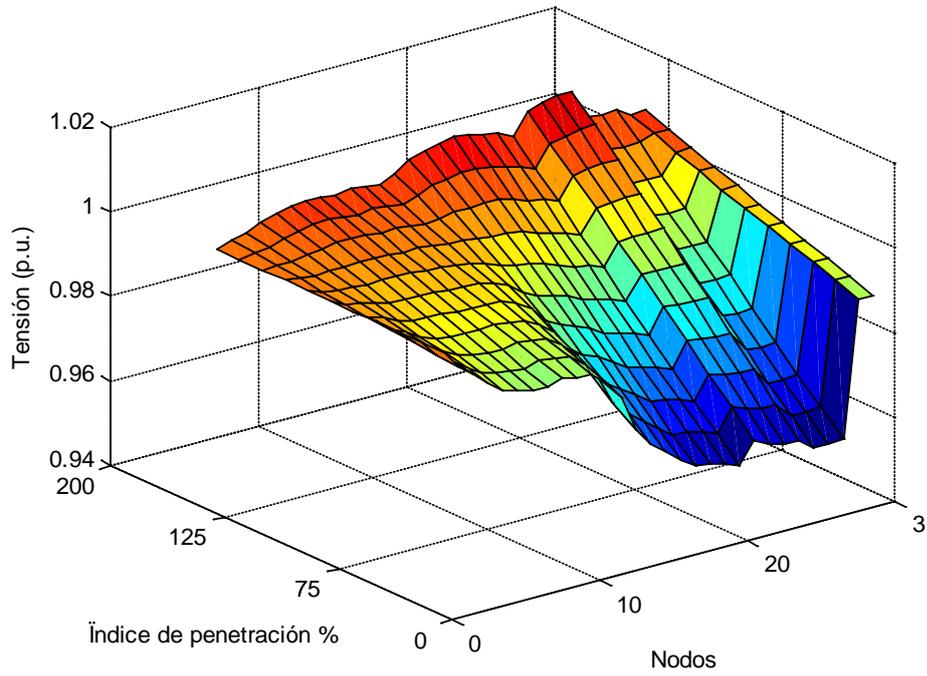
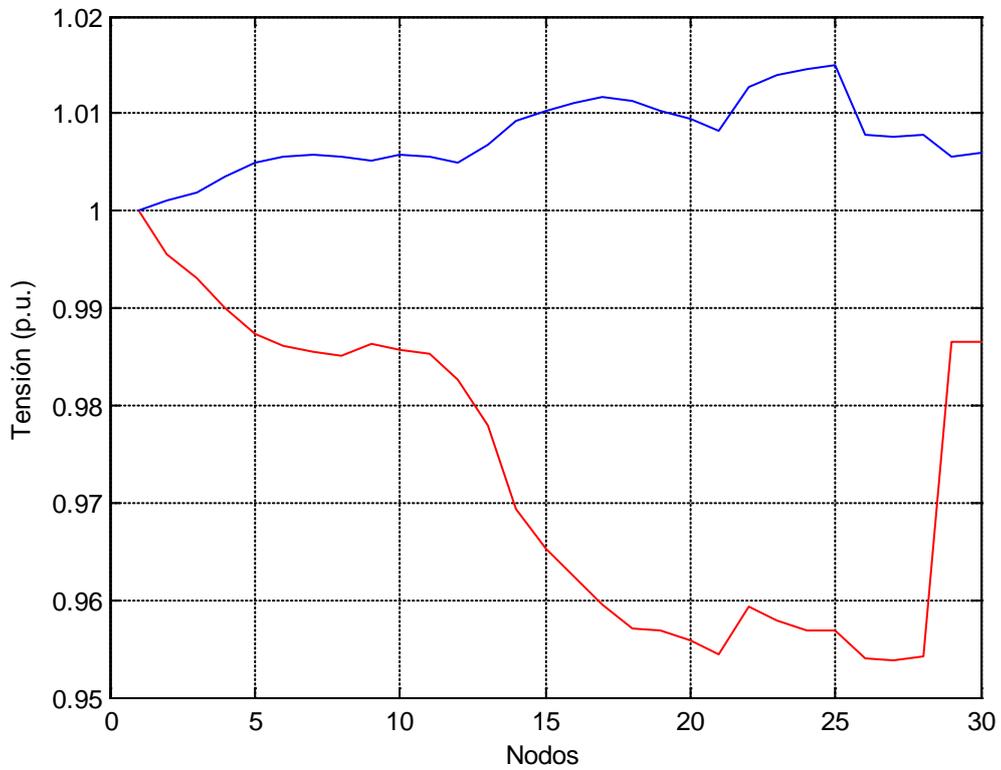


Figura 9.6. Pérdidas activas p.u., ID 25%, IP 0% (rojo), IP 200% (azul).

- ID 50%: GDp en los nodos 6, 7, 10, 13, 14, 17, 18, 23, 24, 25, 29, 30.



**Figura 9.7.** Evolución de la tensión para ID 50%, IP de 0% a 200.



**Figura 9.8.** Perfil de tensión p.u., ID 50%, IP 0% (rojo), IP 200% (azul).

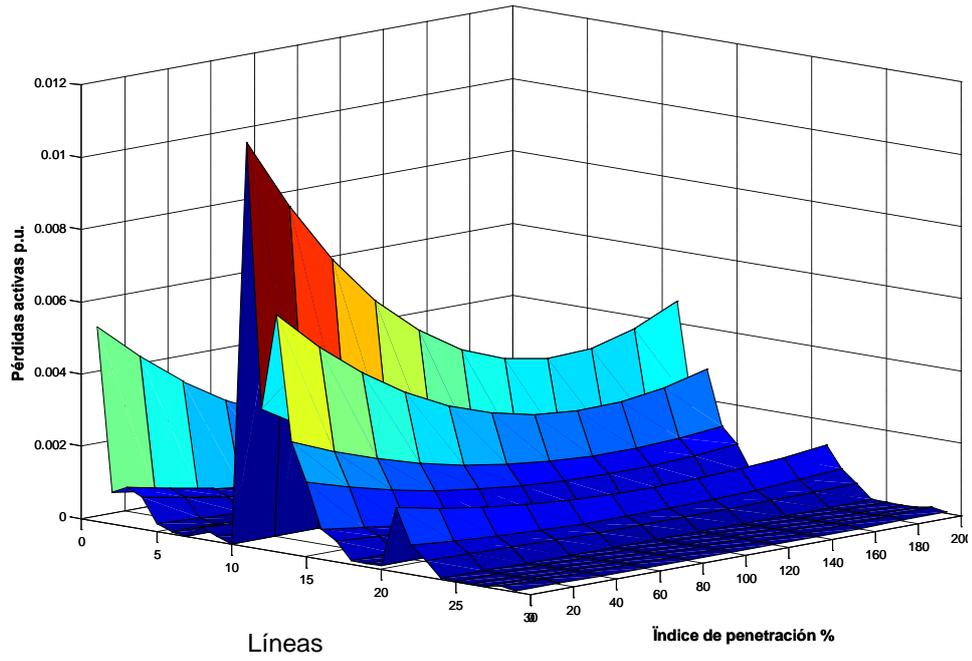


Figura 9.9. Perfil de pérdidas activas p.u., ID 50%, IP 0% a IP 200%.

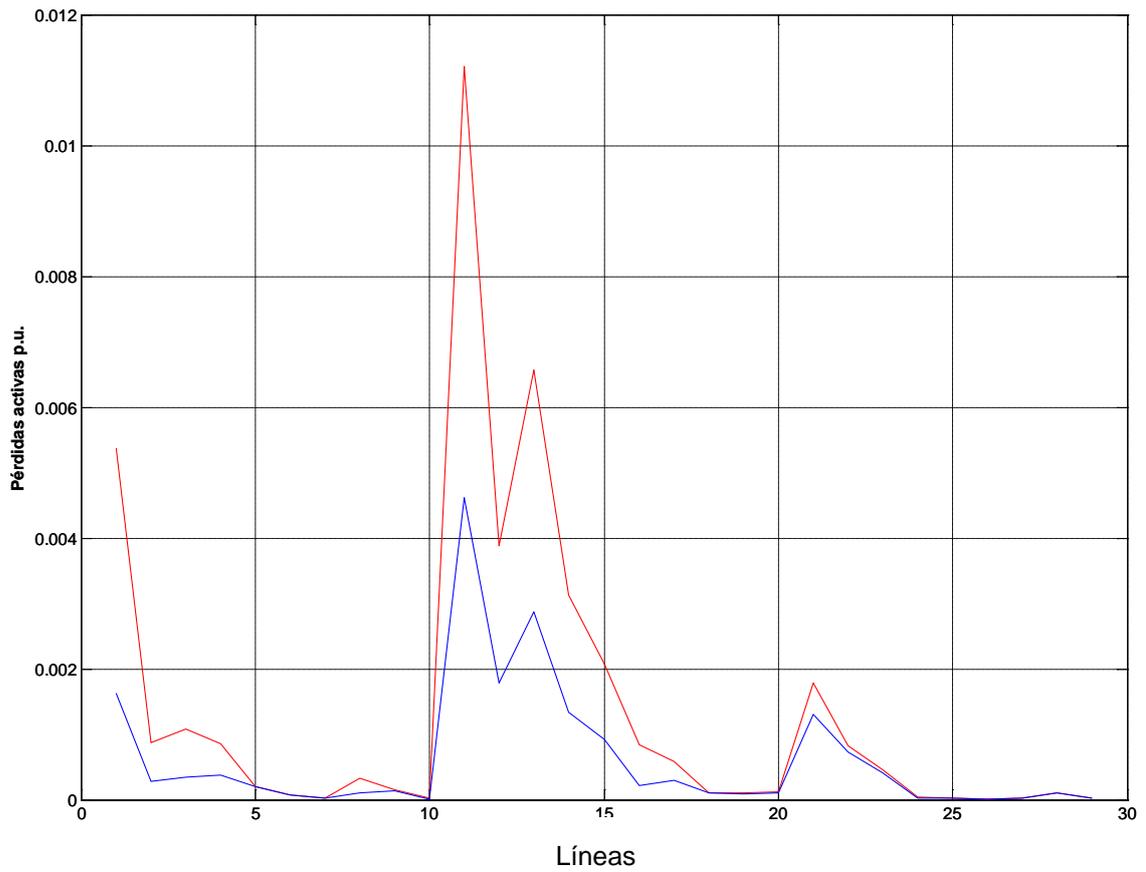
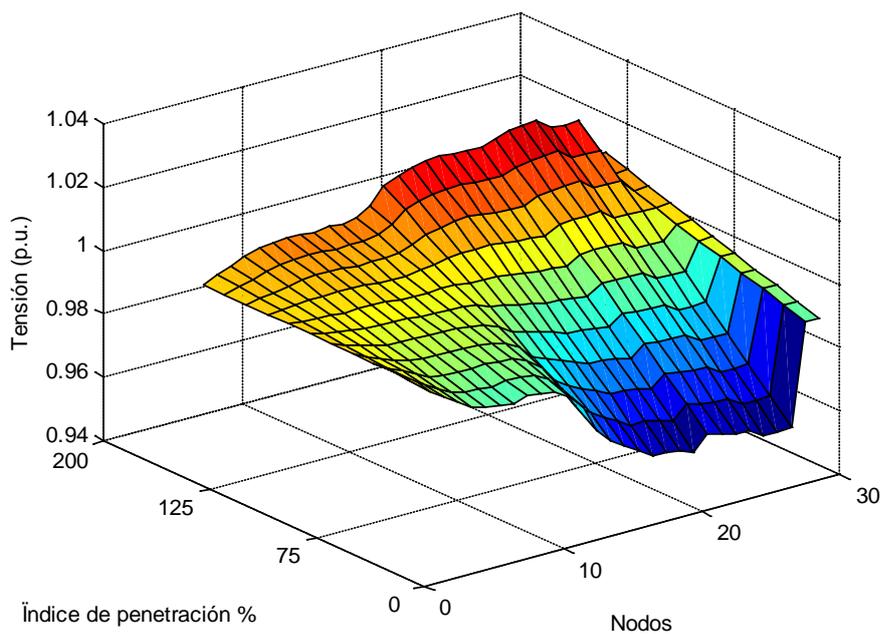
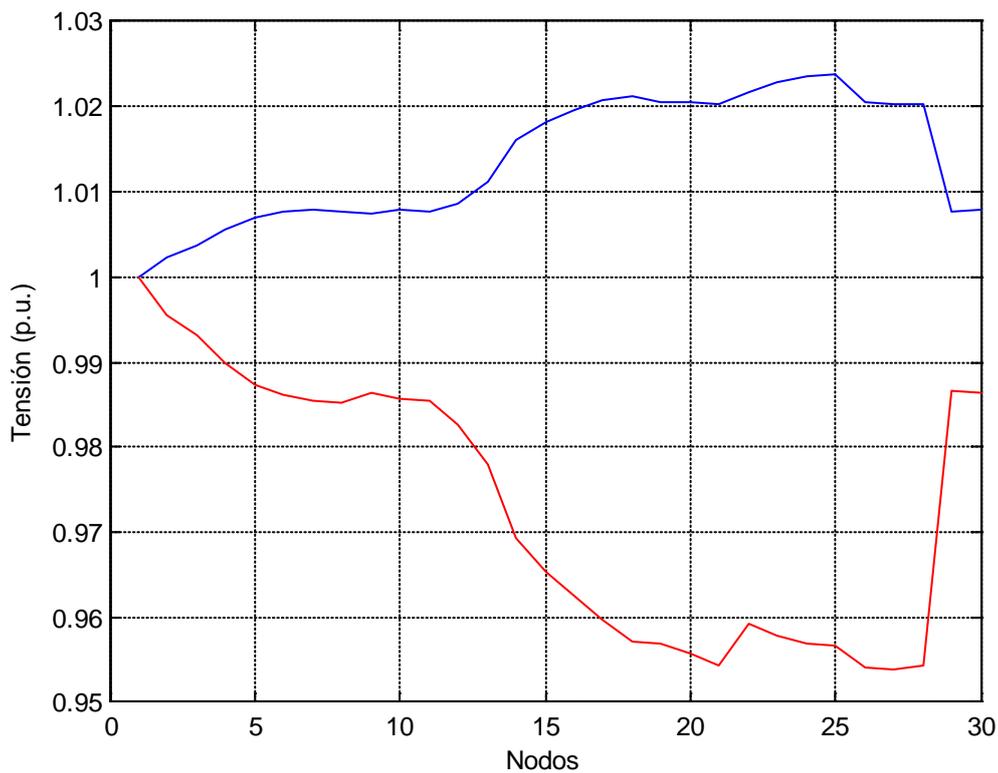


Figura 9.10. Pérdidas activas p.u., ID 50%, IP 0% (rojo), IP 200% (azul).

- ID 75%: GDp en los nodos 3, 4, 6, 7, 10, 13, 14, 15, 17, 18, 20, 23, 24, 25, 26, 28, 29, 30.



**Figura 9.11.** Evolución de la tensión para ID 75%, IP de 0% a 200.



**Figura 9.12.** Perfil de tensión p.u., ID 75%, IP 0% (rojo), IP 200% (azul).

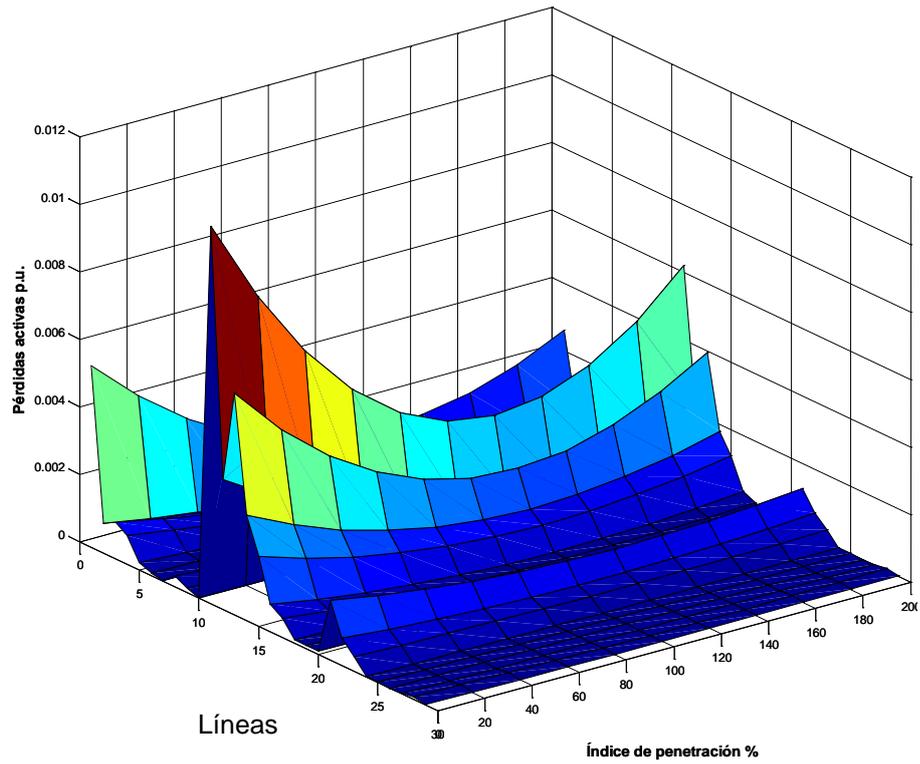


Figura 9.13. Perfil de pérdidas activas p.u., ID 75%, IP 0% a IP 200%.

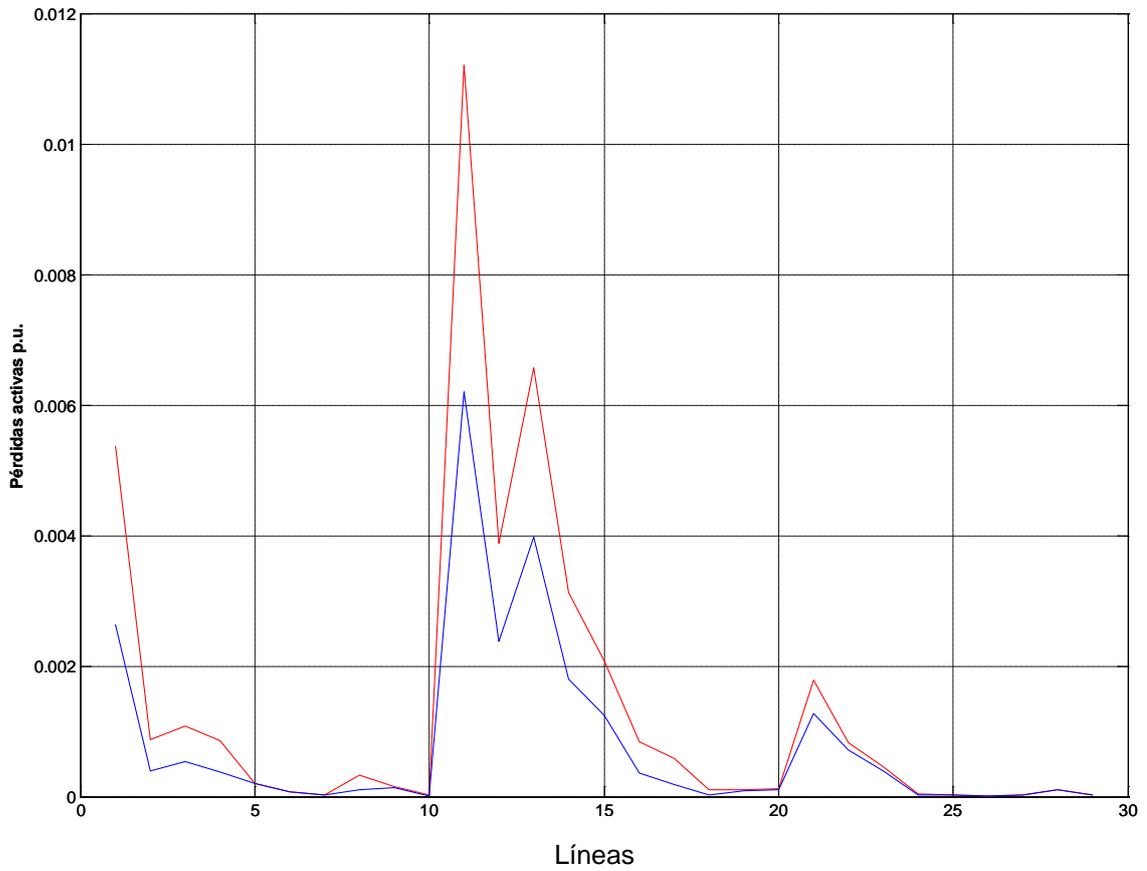


Figura 9.14. Pérdidas activas p.u., ID 75%, IP 0% (rojo), IP 200% (azul).

#### 9.4 Anexo D: Restricción de tensión del problema de optimización

El primer paso para generar la matriz de sensibilidad del escenario descrito en el Anexo B es el cálculo de los Coeficientes  $\beta$ .

Se calculan las tensiones en los nodos sin introducir generación distribuida, mediante el algoritmo de flujo de potencias. El vector, producto de la resolución del cálculo de flujo de potencia, que contiene los valores de las tensiones en los nodos, se almacena en la variable vector beta.

El segundo paso es el cálculo de las variaciones de tensión en cada fase de cada nodo de la red a medida que se integra GDp.

Se limita la búsqueda de los coeficientes a los nodos en los que existe carga. En estos nodos se procederá a inyectar generación distribuida. Esto se hará de forma progresiva, en “m” intervalos, desde el valor mínimo al valor máximo, que corresponde con la potencia de carga en esa fase. Para cada uno de los índices de penetración k, se calculan las tensiones en los nodos utilizando la herramienta de cálculo de flujos de potencia.

De esta forma se obtienen “m” matrices (var) de dimensiones  $3n \times 3n$ , una para cada porcentaje de generación introducido, donde n es el número de nodos totales de la red. Cada una de ellas presenta la siguiente estructura:

$$\text{var}_m = \begin{bmatrix} V_{11,11} & V_{11,12} & V_{11,13} & V_{11,21} & V_{11,22} & \cdots & V_{11,n3} \\ V_{12,11} & V_{12,12} & V_{12,13} & V_{12,21} & V_{12,22} & \cdots & V_{12,n3} \\ V_{13,11} & V_{13,12} & V_{13,13} & V_{13,21} & V_{13,22} & \cdots & V_{13,n3} \\ V_{21,11} & V_{21,12} & V_{21,13} & V_{21,21} & V_{21,22} & \cdots & V_{21,n3} \\ V_{22,11} & V_{22,12} & V_{22,13} & V_{22,21} & V_{22,22} & \cdots & V_{22,n3} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & V_{23,n3} \\ V_{n3,11} & V_{n3,12} & V_{n3,13} & V_{n3,21} & V_{n3,22} & V_{n3,23} & V_{n3,n3} \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 9.13}$$

Cada elemento de la matriz,  $V_{jl,ik}$ , representa la tensión en la fase l del nodo j, al introducir generación distribuida en la fase k del nodo i. Por lo tanto, l y k tomarán valores de 1 a 3, mientras que j y i irán de 1 hasta n. Como se aprecia, cada columna de la matriz corresponde con las tensiones de cada fase de cada nodo de la red cuando existe generación en una de las fases de un nodo.

“m” es el índice de penetración, e indica el porcentaje de potencia generada con respecto a la carga en cada fase de cada nodo utilizado para obtener cada matriz.

Para cada fase de cada nodo se tienen por tanto “m” valores, que forman una trayectoria y que representan la evolución de su tensión al variar la generación en una de las fase de un determinado nodo.

El tercer paso consiste en linealizar la evolución de la tensión y determinar los coeficientes de la matriz de sensibilidad que forma parte de la ecuación de restricción.

$$V_{\min,i} \leq \mu_i P_{GD_i} + \beta_i + \sum_{j=1}^N \mu_{ji} P_{GD_i} \leq V_{\max,i} \quad \text{Ec. 9.14}$$

Los coeficientes  $\mu$  son las pendientes de las trayectorias obtenidas anteriormente, donde  $\mu_i$  son las pendientes de las trayectorias calculadas en un nodo  $i$  al variar la generación en ese mismo nodo. Corresponden a las trayectorias obtenidas con los valores de las diagonales principales de las matrices var. Los coeficientes  $\mu_{ji}$  son las pendientes de las trayectorias calculadas en un nodo  $j$  al variar la generación en el nodo  $i$ . Corresponden con las pendientes obtenidas con los valores que se encuentran fuera de las diagonales principales de las matrices var.

No obstante, las trayectorias obtenidas no son lineales, por lo que es necesario linealizarlas para poder calcular las pendientes ( $\mu$ ). Así, se obtiene la matriz de coeficientes  $\mu$  de dimensiones  $3n \times 3n$  calculando cada elemento (submatriz) a partir de la siguiente fórmula:

$$\mu_{ji} = \frac{V_j GD_{\max,i} - \beta_i}{PGD_{\max,i}} \quad \text{Ec. 9.15}$$

donde:

$V_j GD_{\max,i}$  representa la tensión obtenida en el nodo  $j$  cuando la unidad de Gdp ha inyectado la máxima potencia permitida en el nodo  $i$ .

$PGD_{\max,i}$  es el máximo valor de la potencia que la unidad de Gdp puede inyectar en el nodo  $i$ .

Nótese que al trabajar individualmente con cada fase, con esta fórmula se obtienen matrices de dimensión  $3 \times 3$  que tendrán la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \mu_{j1,i1} & \mu_{j1,i2} & \mu_{j1,i3} \\ \mu_{j2,i1} & \mu_{j2,i2} & \mu_{j2,i3} \\ \mu_{j3,i1} & \mu_{j3,i2} & \mu_{j3,i3} \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 9.16}$$

De esta forma obtenemos la matriz de coeficientes  $\mu$ , coef, que tendrá la misma forma que las matrices var, solo que sus elementos, en vez de valores de tensión, serán las pendientes de las trayectorias linealizadas que describen los valores de tensión en las fases de los nodos al variar la generación distribuida en cada fase de cada nodo.

Finalmente se evalúa el error de la linealización. El error de linealización se define como la diferencia entre las trayectorias linealizadas y las trayectorias reales de la tensión en función de la generación distribuida. Estos errores, tendrán que ser tenidos en cuenta al establecer las restricciones no lineales referentes al rango de valores permitidos para las tensiones en los nodos de la red. Es decir, que habrá que incluir estos errores en los valores de  $V_{\min,i}$  y  $V_{\max,i}$  utilizados en las restricciones:

$$V_{\min,i} \leq \mu_i P_{GD_i} + \beta_i + \sum_{j=1}^N \mu_{ji} P_{GD_i} \leq V_{\max,i}$$

Ec. 9.17

La Figura 9.15 presenta la diferencia entre las trayectorias sin linealizar (negro) de las tensiones en las fases del nodo 2 y las trayectorias de la evolución de las tensiones linealizadas en cada fase (azul, rojo, verde) al inyectar GDP en el nodo 7. Los errores calculados son despreciables.

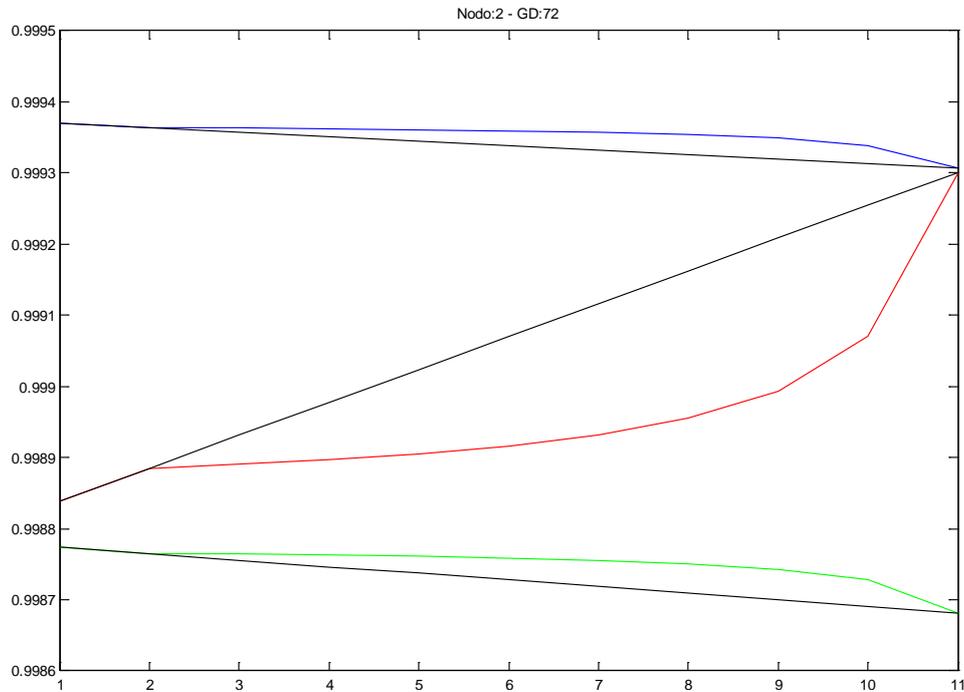


Figura 9.15. Evolución de las tensiones reales y linealizadas.

9.5 Anexo E: Distribución por fase de la GDP con diferentes índices de penetración

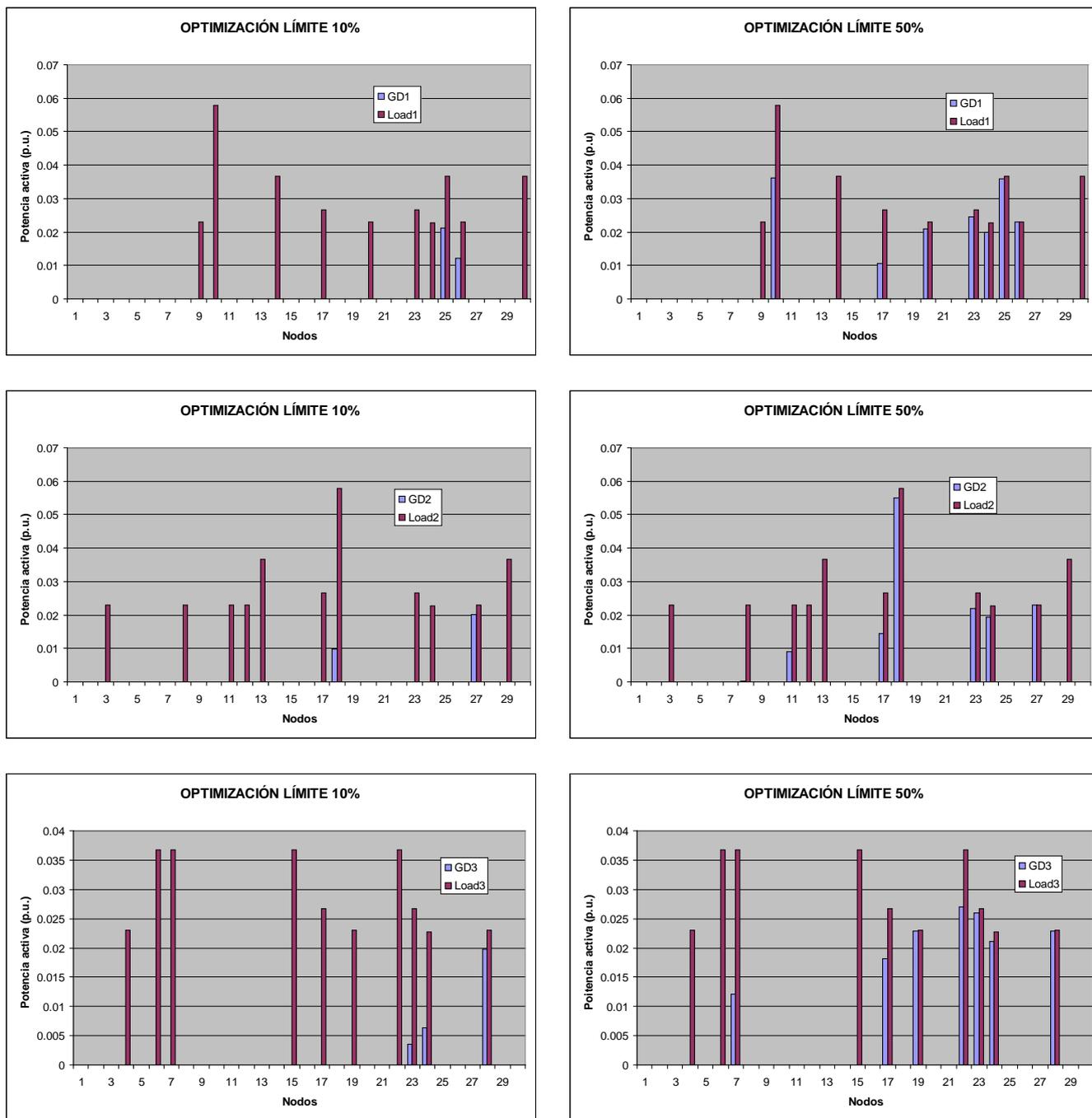


Figura 9.16. Distribución por fase de la GDP con IP 10% (columna izq.) e IP 50% (columna dcha.).

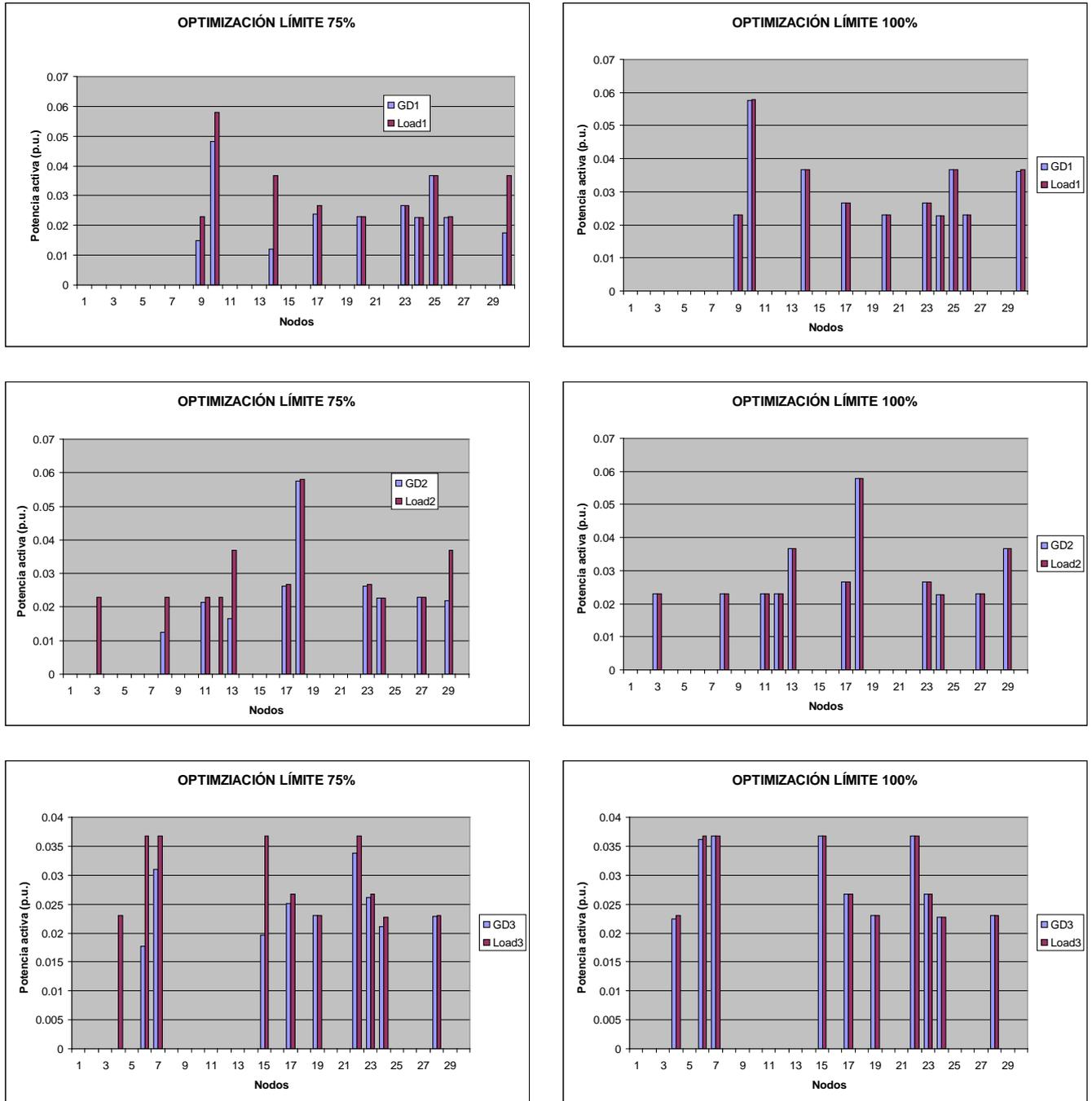
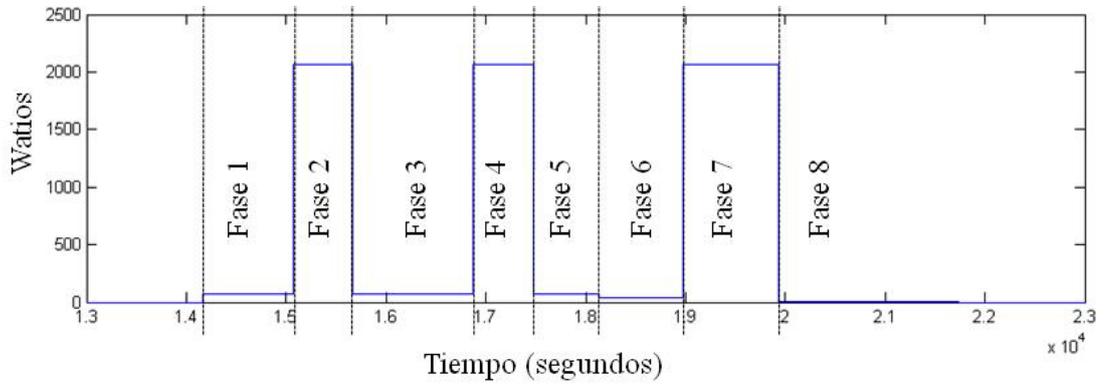


Figura 9.17. Distribución por fase de la GDp con IP 75% (columna izq.) e IP 100% (columna dcha.).

10. ANEXO II

10.1 Anexo A: Modelo eléctrico de los electrodomésticos

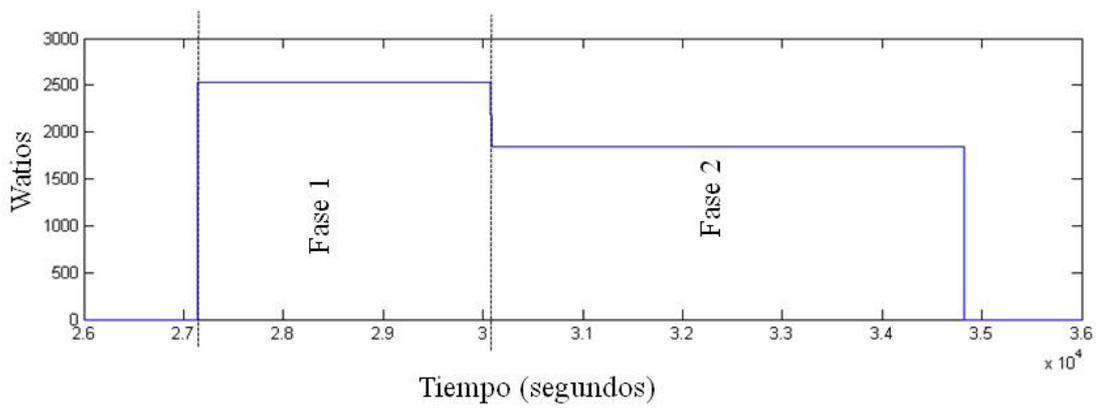
a. Lavavajillas



Fase de lavado	Duración (base 2 minutal)	Consumo (kW)
1	8	0,069
2	5	2,070
3	10	0,069
4	5	2,070
5	6	0,069
6	7	0,043
7	8	2,070
8	15	0,01

Figura 10.1. Fases y consumo del programa de lavavajillas.

b. Secadora

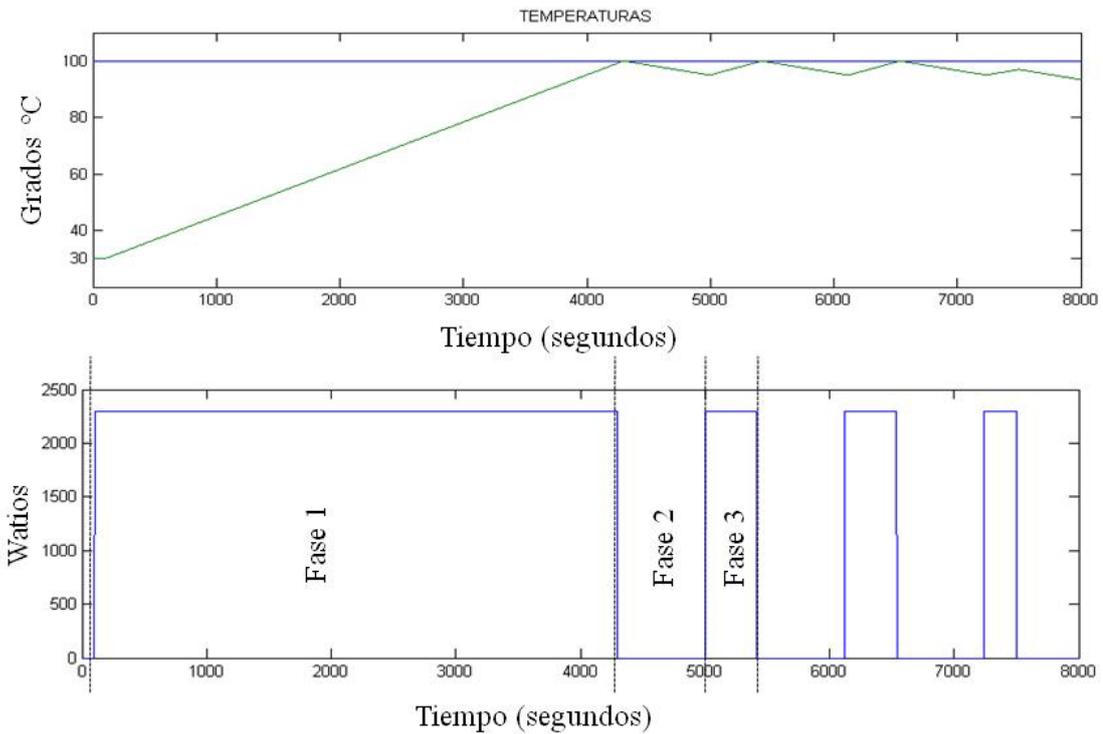


Fase de lavado	Duración (base 2 minutal)	Consumo (kW)
1	25	2,530
2	40	1,840

Figura 10.2. Fases y consumo del programa de una secadora.

c. Horno

Para el modelo del horno, a implementar sobre un escenario tipo, se ha seleccionado un modelo que se compone de tres fases de cocinado (alcanzar la temperatura de consigna y mantenerla) variando la duración de las mismas. La Figura 10.3 muestra una imagen de la potencia consumida por el horno con unas consignas de temperatura y de tiempos dadas. El eje x representa el tiempo en segundos, la gráfica superior indica en azul la consigna de temperatura (100 °C) y en verde la temperatura medida. El horno se enciende en  $t_o=10$  seg. y se apaga en  $t_f=7500$  segundos. Las fases 2 y tres se repiten hasta que el usuario decide apagar definitivamente el horno,  $t_f$ .

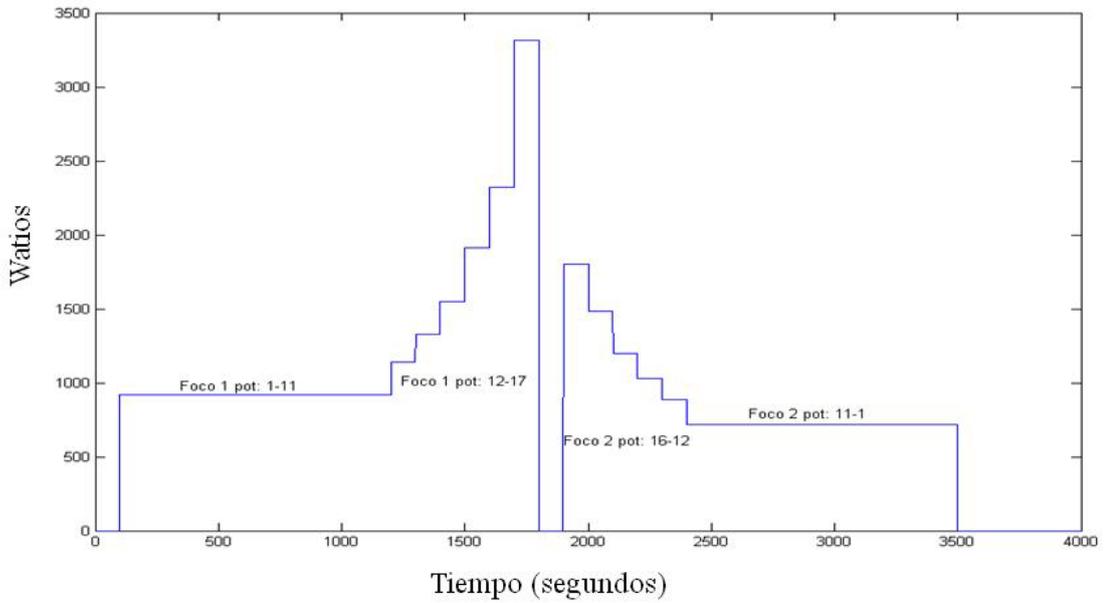


Fase de lavado	Duración (base 2 minutal)	Consumo (kW)
1 (calentamiento)	38	2,300
2 (apagado)	5	0
3 (recalentamiento)	3,5	2,300

Figura 10.3. Fases y consumo del programa de un horno.

d. Cocina Inducción

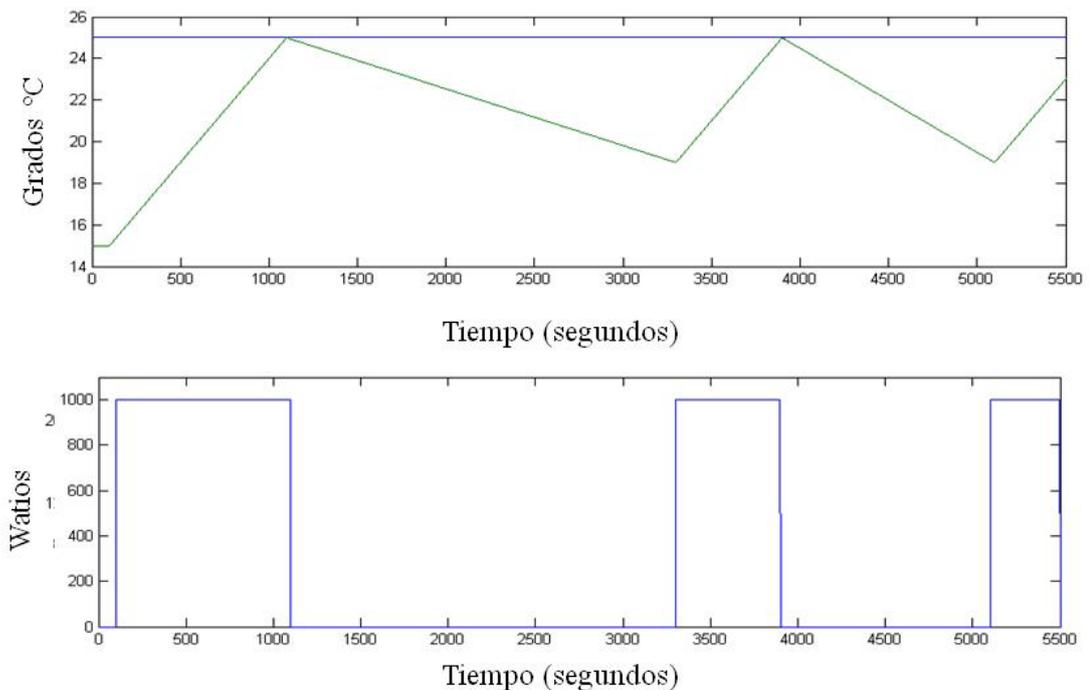
Para el modelo de la placa de inducción, a implementar sobre un escenario tipo, se ha seleccionado una que está compuesta de 2 focos de distinta potencia (foco 1 3,350 kW máximo, foco 2 1650 kW máximo). Cada foco tiene 18 niveles posibles. En los niveles 1-11 el foco consume el mismo valor de pico (despreciando los tiempos de activación/desactivación de la regulación). En los niveles 12-17 el pico de potencia consumida es proporcional al nivel del foco. La duración de encendido de cada foco depende de las necesidades puntuales del usuario por lo que no tiene sentido definir la duración de las fases de este dispositivo. La Figura 10.4 muestra los consumos de los dos focos para diferentes niveles de potencia.



**Figura 10.4.** Consumos de los dos focos de una cocina de inducción.

e. Radiador eléctrico eco-emisor

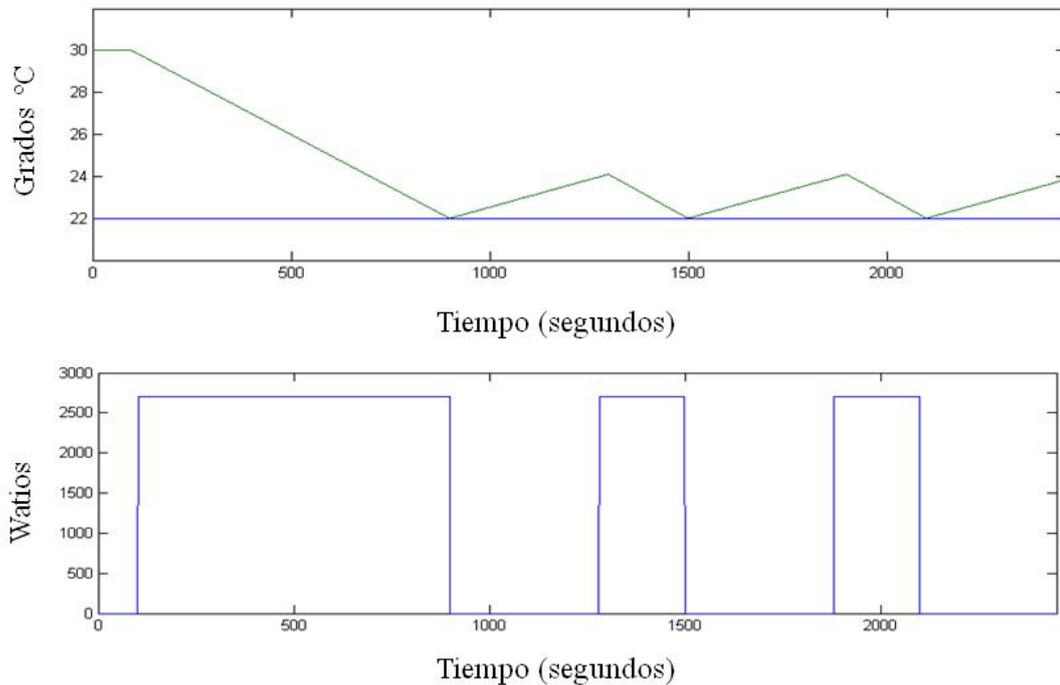
El radiador es modelado como un sistema con una potencia de consumo de 1 kW. La Figura 10.5 muestra una imagen de la potencia consumida por el radiador con una consigna de temperatura dada. El eje x representa el tiempo en segundos, la gráfica superior indica en azul la consigna de temperatura (25 °C) y en verde la temperatura medida. La duración de las fases de consumo de potencia y de apagado depende de la temperatura ambiente y de las características térmicas de la zona donde está ubicado el radiador, el modelado de estas variables queda fuera del alcance de esta tesis así, las duraciones de estas fases son asignados de forma aleatoria.



**Figura 10.5.** Consumos del radiador con diferentes niveles de consigna.

## f. Aire acondicionado

Al igual que el radiador, el aire acondicionado es modelado como un equipo que consume una potencia constante (2,7 kW). La Figura 10.5 muestra una imagen de la potencia consumida por el aire acondicionado con una consigna de temperatura dada. El eje x representa el tiempo en segundos, la gráfica superior indica en azul la consigna de temperatura (22 °C) y en verde la temperatura medida. La duración de las fases de consumo de potencia y de apagado depende de la temperatura ambiente y de las características térmicas de la zona donde está ubicado el aire acondicionado, el modelado de estas variables queda fuera del alcance de esta tesis así, las duraciones de estas fases son asignados de forma aleatoria.



**Figura 10.6.** Consumos del aire acondicionado con diferentes niveles de consigna.

## 11. ANEXO III

## 11.1 Anexo A: Valores de magnitudes técnico-económicas

Simbolo	Magnitud	Valor
	Coste de adquisición de la pila de combustible	60 k€
	Coste de adquisición del electrolizador	120 k€
	Coste de mantenimiento de la pila de combustible	0,02 €/horas
	Coste de mantenimiento del electrolizador	0,0034 €/horas
	Tarifa de consumo eléctrico	0,11 €/kWh
	Tarifa de generación eléctrica	-0,47 €/kWh
	Nivel general de inflación	0,025
	Nivel general de interés	0,04
	Vida útil de la pila de combustible	15.000 horas
	Vida útil del electrolizador	45.000 horas
	Vida útil de la instalación	20 años
	Vida útil de la batería	5.000 ciclos
	Coste del adquisición sistema de almacenamiento eléctrico	500 €/kWh

Tabla 11.1. Valores de magnitudes técnico-económicas.

## 11.2 Anexo B: Costes y duración de pila, electrolizador y batería modo autónomo

	Valores sin error	Error (a)	Error (b)	Error (c)	Error (d)
<b>Cap. Almac.</b>	146 kWh	146 kWh	146 kWh	146 kWh	146 kWh
<b>Duración Pila</b>	54 años	57 años	47 años	57 años	50 años
<b>Duración electrolizador</b>	33 años	35 años	29 años	35 años	31 años
<b>Batería</b>	10,1 años	9,9 años	10,4 años	9,6 años	11,166 años
<b>Coste</b>	136.342 €	193.243 €	138.071 €	193.869 €	137.368 €

Tabla 11.2. Costes y duración con valores de optimización constantes.

	Valores sin error	Error (a)	Error (b)	Error (c)	Error (d)
<b>Cap. Almac.</b>	146 kWh	146 kWh	146 kWh	146 kWh	146 kWh
<b>Duración Pila</b>	54 años	64 años	66 años	69 años	69 años
<b>Duración electrolizador</b>	33 años	32 años	29 años	27 años	30 años
<b>Batería</b>	10,1 años	10 años	10,9 años	10 años	11,7 años
<b>Coste</b>	136.342 €	141.375 €	138.566 €	140.394 €	137.127 €

Tabla 11.3. Costes y duración aplicando AOFC2.

### 11.3 Anexo C: Costes y duración de pila, electrolizador y batería modo conectado a red

	Valores sin error	Error (a)	Error (b)	Error (c)	Error (d)
<b>Cap. Almac.</b>	146 kWh	146 kWh	146 kWh	146 kWh	146 kWh
<b>Duración Pila</b>	38 años	39 años	34 años	40 años	35 años
<b>Duración electrolizador</b>	20 años	21 años	18 años	22 años	19 años
<b>Batería</b>	9,3 años	9,2 años	9,6 años	9 años	9,6 años
<b>Coste</b>	121.428 €	123.433 €	175.003 €	123.882 €	174.099 €

**Tabla 11.4.** Costes y duración con valores de optimización constantes.

	Valores sin error	Error (a)	Error (b)	Error (c)	Error (d)
<b>Cap. Almac.</b>	146 kWh	146 kWh	146 kWh	146 kWh	146 kWh
<b>Duración Pila</b>	38 años	39 años	34 años	41 años	35 años
<b>Duración electrolizador</b>	20 años	20 años	20 años	20 años	20 años
<b>Batería</b>	9,3 años	9,1 años	9,6 años	9,1 años	9,6 años
<b>Coste</b>	121.428 €	122.033 €	132.147 €	121.882 €	125.508 €

**Tabla 11.5.** Costes y duración aplicando AOFC2.