

# Arquitectura de un gestor energético de microrredes



## Architecture of a microgrid energy manager

- Joseba Jimeno-Huarte      TECNALIA
- Jon Anduaga-Muniozgueren      TECNALIA
- José Oyarzabal-Moreno      TECNALIA

Recibido: 19/12/08 • Aceptado: 16/02/09

### ABSTRACT

- Microgrids are defined as a set of aggregated microgenerators and loads operating like a unique system. Microgrids need energy management systems in order to coordinate the actions of the elements that compose them. This way, Microgrids provide useful services to connected users as well as to the electrical system.
- This paper presents the architecture of a Microgrid Energy Manager applying multiagent based technologies and communication standards. An application of this architecture to the secondary regulation function has been performed using TECNALIA's Microgrid as validation platform. The implementation of the secondary regulation takes into account economical criteria while the technical restrictions of the controlled equipment are fulfilled.
- **Key words:** Energy Management System, Microgrid, Multi-agent system (MAS), Cooperative systems.

### RESUMEN

Las microrredes definidas como una agregación de cargas y microgeneradores operando como un sistema único, precisan de un gestor que asegure la acción coordinada de los elementos que las componen, para proporcionar servicios válidos tanto a los usuarios de la microrred como al sistema eléctrico al cual puede estar conectada. En este artículo se proporciona la arquitectura de un gestor energético de microrredes que se basa tanto en el uso de la tecnología multiagente como en estándares de comunicación. Se realiza una aplicación de dicha arquitectura a la función de regulación secundaria utilizando la microrred de TECNALIA como plataforma experimental de validación. La implementación de la regulación secundaria atiende a criterios de índole económica al mismo tiempo que se cumplen las restricciones técnicas de operación de los equipos controlados.

**Palabras clave:** Sistema de gestión energético, Microrred, Sistema multiagente (MAS), Sistema Colaborativo.

### 1. INTRODUCCIÓN

El CERTS [1] [2] define la microrred como una agregación de cargas, microgeneradores y sistemas de almacenamiento operando como un sistema único que provee tanto energía eléctrica como térmica. La mayor parte de los microgeneradores están conectados mediante convertidores electrónicos de potencia con el fin de proveer a los mismos de flexibilidad para asegurar su operación como un sistema agregado. El control de los diferentes elementos permite presentar el sistema de potencia complejo que forma la microrred como una unidad que cubre las necesidades locales con fiabilidad y seguridad. Como se observa en esta definición de microrred, la microrred puede estar aislada de la red eléctrica de distribución o conectada a ella.

Se imaginan dos posibles políticas de mercado que definen la forma en que las microrredes pueden aportar valor [8]:

En la primera de ellas un Controlador Central de la Microrred intenta satisfacer la demanda de energía local empleando su producción local, cuando sea beneficioso desde el punto

de vista económico, sin exportar energía a la red de distribución. Además intenta minimizar su demanda de potencia reactiva de la red de distribución. Esto es equivalente al concepto de “good citizen” definido en el “CERTS Microgrid Concept” [1].

En la segunda de ellas la Microrred participa en el Mercado de la Energía del área de distribución, comprando y vendiendo potencia activa y reactiva a la red, probablemente a través de un Agregador o suministrador de Servicios de Energía. De acuerdo a esta política, el Controlador Central de la Microrred intenta maximizar el valor de la Microrred (por ejemplo maximizando los ingresos del Agregador intercambiando potencia con la red). A los usuarios finales se les imputa el consumo de potencia activa y reactiva a los precios de mercado. La microrred se comporta como un único generador o carga capaz de aliviar una posible congestión en la red, no sólo suministrando energía para la propia red sino exportando energía a los sitios próximos.

Como consecuencia de ello el Controlador Central de la Microrred podrá incorporar una serie de funciones de operación de la microrred como son el funcionamiento como fuente de corriente, funcionamiento como fuente de tensión, el seguimiento de la carga tanto eléctrica como térmica, la contribución al alisamiento de picos de consumo y la implementación de una característica P-f ó Q-V. Algunas de estas funciones están contempladas dentro del grupo de lo que se denominan servicios complementarios de ayuda a la operación de la red eléctrica en su regulación secundaria y terciaria.

Algunas de las funciones asignadas al Controlador Central de la Microrred (sobre todo cuando la microrred lo que intenta es abastecer la demanda local) ya se están incorporando actualmente a los Sistemas de Gestión de Energía de Edificios (Building Energy Management Systems, BEMS) de los edificios modernos. Estos sistemas tratan de mejorar la eficiencia energética del conjunto del edificio afectando lo menos posible al confort y a los procesos productivos o críticos de los edificios. Al igual que en el caso de algunos posibles modos de explotación de microrredes [3], se trata de obtener una eficiencia global del consumo energético teniendo en cuenta tanto cargas eléctricas como cargas térmicas, entre estas últimas el aire acondicionado o incluso frío industrial.

Por otra parte, y de cara a obtener el máximo beneficio de la microrred sería deseable la incorporación en el Controlador de algoritmos de optimización (por ejemplo el modelo económico DER-CAM utilizando GAMS como herramienta de optimización [4]) que pudieran obtener soluciones cercanas al óptimo a partir de todas las variables que entran en juego, muchas de las cuales a su vez están basadas en previsiones. Dada la complejidad de estos algoritmos y la necesidad de gran potencia de cálculo, en su implementación debe primar siempre un compromiso entre la obtención de una solución óptima y el coste que conlleva.

Motivo por el cual parece más razonable la aplicación de algoritmos que obtengan soluciones cercanas al óptimo.

## 2. JERARQUÍA DE CONTROL DE UNA MICRORRED

Tal como está concebida, una microrred normalmente estará integrada dentro del sistema de suministro eléctrico, y por lo tanto su sistema de control en muchos casos deberá coordinarse con el correspondiente a la Red de Distribución Eléctrica y el correspondiente a la red de Transporte. Fruto de ello se puede establecer la siguiente jerarquía entre los entes que intervienen en el control y la operación de la microrred en el supuesto de un mercado eléctrico liberalizado:

- Operador de la Red de Transporte, Operador de la Red de Distribución y Operador del Mercado. El Operador de la Red de Transporte es responsable de la operación de la red de alta tensión, y al cual pueden suministrar las microrredes los servicios complementarios. El Operador de la Red de Distribución es responsable de la operación de las redes de media y baja tensión en las cuales pueden existir más de una Microrred eléctrica. Tiene como función principal asegurar la distribución de la energía manteniendo un nivel de calidad aceptable en el suministro. Finalmente, el Operador de Mercado es el responsable de ejercer la función de gestor de mercado en un área determinada. Estos entes no pertenecen a la microrred y son de nivel superior. En el caso que se diseñe una microrred para un funcionamiento en isla deja de tener sentido la existencia de los tres operadores citados.

- Controlador Central de la Microrred.

- En el modo de funcionamiento conectado a red es el eslabón entre la Microrred y los operadores de la Red de Distribución, de la red de Transporte y del Mercado,
- Durante su funcionamiento en isla estará encargado de garantizar una calidad de suministro suficiente asumiendo las funciones de regulación secundaria y terciaria.

Este controlador de la microrred asume diferentes roles que van desde la responsabilidad de maximizar el valor de la microrred para su propietario, hasta la simple coordinación de los controladores locales.

- Controladores locales que pueden ser controladores de pequeñas o medianas fuentes de generación o de cargas. Constituyen el nivel más bajo de control, controlando las unidades de producción y almacenamiento, así como las cargas locales. Dependiendo de la estrategia de control elegida (centralizada o distribuida), tienen un cierto nivel de inteligencia. En el caso de adoptar un modelo de control centralizado, únicamente reciben las consignas del Controlador Central de la Microrred, mientras que en el caso de un modelo de control descentralizado toman ciertas decisiones localmente. Independientemente del modelo de

Tal como está concebida, una microrred normalmente estará integrada dentro del sistema de suministro eléctrico, y por lo tanto su sistema de control en muchos casos deberá coordinarse con el correspondiente a la Red de Distribución Eléctrica

control adoptado, existen funciones que únicamente se pueden ejercer de forma local debido a sus condicionantes de control en tiempo real.

### 3. CONTROL DESCENTRALIZADO Y TECNOLOGÍA MULTIAGENTE

Las estrategias de control se podrían desarrollar de tal forma que los dispositivos individuales actúen como agentes que se comunican entre sí para realizar acciones. Así por ejemplo una agregación de los suministradores de energía podría ofertar su capacidad a las cargas de la microrred.

La toma de decisiones en un control de tipo descentralizado debe tener aún una estructura de tipo jerárquico. Así por ejemplo, un único agente debería recolectar las ofertas de suministro y demanda del resto de los agentes y actuar en base a unas reglas establecidas para tomar las correspondientes decisiones. Las reglas que deberán ser aplicadas pueden determinarse por parte de un controlador de nivel superior.

Esta forma de actuar representa con bastante similitud el control jerárquico que se aplica en el mercado eléctrico convencional. Al igual que en el caso de la microrred tanto los consumidores como los generadores de electricidad son agentes. Estos agentes informan al operador del sistema, el cual cursa las órdenes oportunas basándose en dichos informes y las reglas de juego establecidas por las autoridades correspondientes.

La estrategia de control descentralizado intenta dotar a las unidades de generación y cargas de la máxima autonomía posible. La importancia de esta política se puede ilustrar con la comparación de un generador convencional de gran potencia frente a una pequeña unidad de generación dentro de una Microrred. Obviamente el generador convencional con una potencia de varios cientos de megavatios tiene una influencia muy superior a la de una célula de generación de unos pocos kW que únicamente afecta a los buses de tensión próximos a ella. Sin duda, el



generador convencional deberá ser monitorizado y controlado por un controlador central, mientras que es dificultoso controlar de forma centralizada un gran número de unidades pequeñas de generación (únicamente atendiendo a criterios de coste de la solución).

Es preciso tener en cuenta que para que los Controladores Locales (LCs) puedan ser autónomos, no sólo deben ser inteligentes en sí mismos, sino que además deben comunicarse entre ellos de forma que se creen entes con una inteligencia más amplia. La principal tarea de cada controlador no sólo consiste en maximizar los beneficios de la unidad que controla, sino el beneficio de la Microrred en su conjunto.

La arquitectura deberá atender no solo a funciones de índole económico sino también atender a aspectos medioambientales así como a aspectos de seguridad o arranque de cero.

Todas estas características permiten a la tecnología de Sistemas Multi-Agentes (MAS) [7], [10] y [12] ofrecerse como una herramienta muy eficiente, cuando se aplica a los controladores asociados a las fuentes de generación, almacenamiento y cargas controlables, que se optimizan de

forma independiente y basándose en su propio criterio local. MAS constituye la evolución de la tecnología de procesamiento distribuido con características específicas que proporcionan capacidades muy potentes para el control de sistemas complejos. Una característica de la tecnología MAS que la distingue de la clásica de procesamiento distribuido es que un agente de software puede incorporar inteligencia. El agente utiliza su inteligencia para decidir acciones futuras, influenciando de esta forma su entorno a través de sus decisiones. Los métodos relacionados con la Inteligencia Artificial y las Redes Neuronales [13] se pueden aplicar de forma fácil a este tipo de controlador.

El aspecto clave de este tipo de herramientas es la ontología (o lo que es lo mismo, el vocabulario que define todos los entes, partes y funciones de la microrred) que se implementa a través de clases mediante los lenguajes orientados a objetos. De forma más específica, una ontología proporciona una descripción adecuada del sistema incluyendo toda la información necesaria para su control. Como consecuencia de disponer de una ontología todos los módulos del sistema de control vislumbran el sistema Microrred de la misma forma. Además, y fruto de la naturaleza de orientación a objetos de la ontología, así como de la abstracción de los datos, soporta el desarrollo de control distribuido, ya que cada agente únicamente trata la información y conocimiento necesarios y/o disponibles.

Un sistema inteligente distribuido requiere además un sistema de comunicaciones avanzado similar al de la conversación humana. Existe un lenguaje oficial de alto nivel para la comunicación de los agentes, denominado FIPA-ACL (Agent Communication Language) [14]. Con este tipo de lenguajes se puede intercambiar no sólo información sino conocimiento.

El hecho de disponer una ontología, que permite realizar una descripción adecuada del sistema, propicia el desarrollo de un sistema de comunicaciones de alto nivel y que los agentes puedan intercambiar mensajes. Cabe mencionar que mediante el uso de lenguajes de comunicación como el ACL, los agentes no intercambian únicamente señales de control como on-off o valores simples, sino también conocimiento, órdenes, percepciones y procedimientos que deben ser seguidos. Así por ejemplo, el agente que controla una carga podría participar en el mercado local de la microrred enviando un mensaje de petición a todos los agentes que controlan unidades de generación pidiendo la energía que precisa.

Los agentes que participan en el mercado se comunican entre sí enviando propuestas y aceptando o rechazando propuestas. Mediante el empleo de esta ontología y la comunicación basada en métodos análogos a la conversación, la tecnología MAS puede tratar de forma relativamente fácil otras funcionalidades del sistema, con la condición de que los agentes comprendan una ontología más amplia, y dispongan de la inteligencia necesaria para tratar una gran variedad de mensajes. Por ejemplo si

Una ontología proporciona una descripción adecuada del sistema incluyendo toda la información necesaria para su control. Como consecuencia de disponer de una ontología todos los módulos del sistema de control vislumbran el sistema Microrred de la misma forma.

reciben un mensaje de que ha sucedido un apagón general, entenderán que la lectura de la tensión sea cero y deberían cesar su participación en el mercado. A partir de ese momento deberán seguir una serie de acciones predefinidas, de forma que se establezca la microrred en modo aislado y alimente al menos a las cargas críticas.

Una posible herramienta para implementar la tecnología MAS es la plataforma JADE (Java Agent DEvelopment Framework) [9]. La plataforma JADE proporciona los servicios necesarios que todo sistema de agentes FIPA debe tener, gestión de mensajes, gestión de los ciclos de vida de los agentes, registro de los servicios proporcionados por cada agente así como una librería básica para implementar la lógica de negocio de los agentes mediante los llamados comportamientos, que utiliza un objeto básico denominado "Behavior".

#### 4. IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO EN BASE A LA TECNOLOGÍA MAS

Un posible ejemplo de implementación de control distribuido es el que aparece en la Figura 1.

De acuerdo a la figura el sistema está dividido en tres niveles de control con agentes específicos para cada nivel. El nivel superior es la red de Media Tensión y el correspondiente agente es el responsable de la comunicación entre la microrred y el Operador de la Red de Distribución (DNO) o el Operador de Mercado (MO). Este agente intercambia mensajes con respecto a la operación del mercado de energía. El nivel intermedio es el nivel de gestión. En este nivel los agentes en el Controlador Central

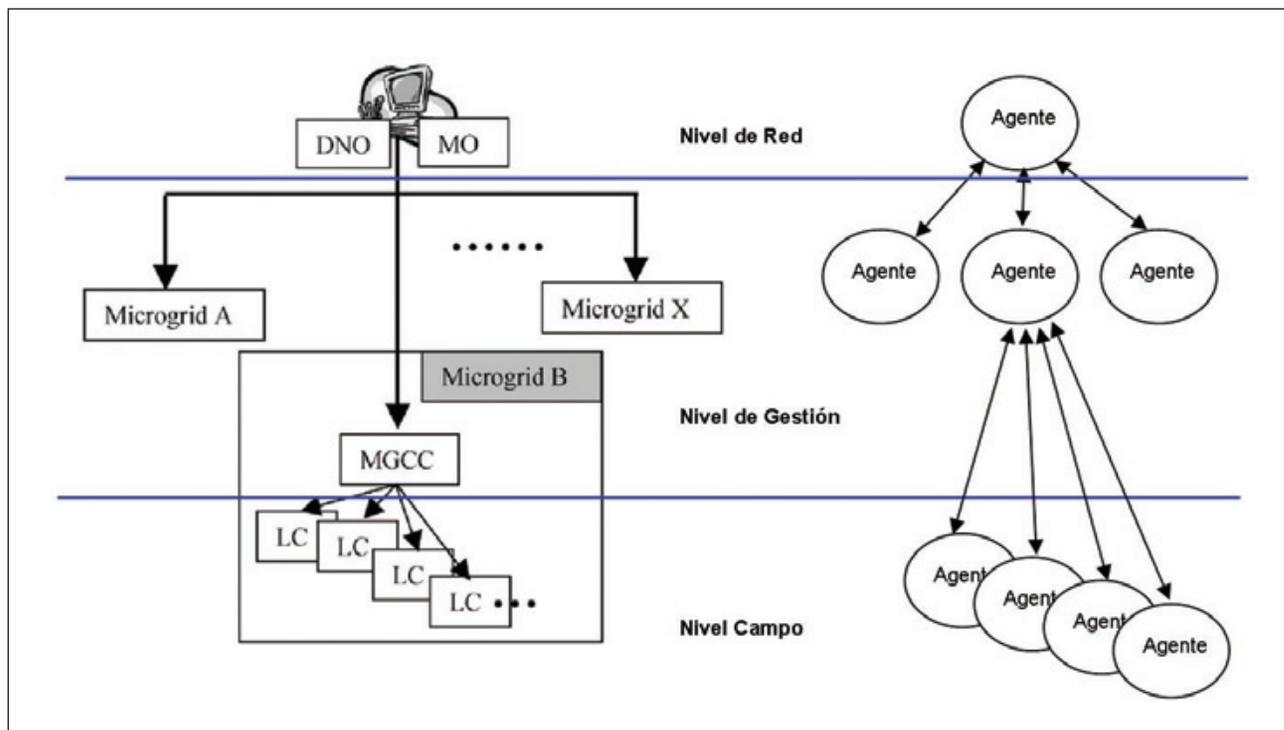


Figura 1: Diagrama esquemático de la arquitectura MAS para el control descentralizado

de la Microrred (MGCC) [11] son responsables de la coordinación de las unidades de producción y controladores de carga, participan en el mercado y posibilitan la coordinación con microrredes adyacentes. En lo que respecta a la interacción con el mercado a este nivel, se asume que un único agente es el encargado de las negociaciones con el MO, pero las ofertas que emite son fruto de las negociaciones entre los agentes locales dentro de la microrred, tal y como se describe a continuación. El nivel más bajo, llamado nivel de campo, lo componen los elementos principales del sistema multi-agentes. Estos agentes son los LCs, la operación de los LCs requiere de dos partes: la parte externa que proporciona el interfaz con la microrred y que es común a todos los controladores (para intercambiar consignas, ofertas y peticiones), y la parte interna. La parte interna es diferente para cada generador o carga, y es responsable de traducir las peticiones y consignas y aplicarlas a la unidad física que está siendo controlada.

Las funciones asignadas a cada nivel de control son las siguientes:

- Nivel de Red: participación en el mercado, política de seguridad, calidad de suministro, etc.
- Nivel de Gestión: Participación en el mercado, monitorización de seguridad, monitorización de calidad de potencia, deslastre de cargas, transición desde el modo interconectado al modo aislado y viceversa, arranque de cero, etc.

- Nivel de campo: Control de la potencia activa/reactiva, gestión de las baterías, control primario de la tensión, control primario de la frecuencia, operaciones de conmutación, etc.

## 5. ESTÁNDARES DE COMUNICACIÓN DE RECURSOS DE ENERGÍA DISTRIBUIDOS (DERS)

Las funciones de operación de la microrred coordinadas por el MGCC, precisan de infraestructuras y estándares de comunicaciones que permitan ejercer un adecuado control y monitorización de los elementos que componen la microrred. Mediante la utilización de estándares se consigue disminuir los costes derivados de la labor de ingeniería para la puesta en marcha de una microrred, facilitando una estrategia de integración de equipos con la filosofía “plug & play”. En este sentido, las comunicaciones van a jugar un papel muy importante en la consecución de una red de estas características. Poder gestionar remotamente los recursos de energía distribuida puede permitir a los operadores de la red de distribución un mayor control sobre ésta, así como un mayor aprovechamiento de sus recursos.

Los protocolos de comunicación basados en datos orientados a objetos permiten cubrir muchas de las necesidades requeridas para la operación de sistemas distribuidos, entre ellas, la interoperabilidad de equipos de

fabricantes diferentes, la flexibilidad y la operación remota.

La norma IEC 61850 dedicada, fundamentalmente a subestaciones eléctricas, es la base de una serie de normas que utilizan los datos orientados a objetos como principio para definir los intercambios de información entre los diferentes equipos y el sistema de control de la planta. Además, una de sus partes, esta dedicada expresamente a definir los modelos lógicos de los dispositivos DER (IEC 61850-7-420).

El IEC 61850-7-420 [5] denominado “Basic Communication Structure – Distributed Energy Resources Logical Nodes” en la actualidad se encuentra en fase de borrador final de estándar internacional (FDIS). Este estándar trata de las comunicaciones relacionadas con las plantas DER (recursos de energía distribuidos). Estas comunicaciones engloban tanto las comunicaciones entre las unidades DER y el sistema de gestión de planta como las comunicaciones entre la planta DER y los agregadores u operadores que gestionan la planta como una fuente virtual de energía o bien proporcionando servicios auxiliares.

Como consecuencia los protocolos de comunicación definidos por esta norma son apropiados tanto para sistemas DER independientes en la red y que tengan que comunicarse con otros sistemas, como para microrredes o plantas virtuales de generación.

Cabe mencionar que este estándar parte del concepto de que las comunicaciones se pueden separar en cuatro partes diferenciadas:

- El modelo de la información accesible, que son los tipos de datos intercambiados, siendo este el objeto de la parte 7-420 del estándar IEC 61850.
- La modelización de los servicios para acceder a la información (esto figura en la parte 7-2 del estándar IEC 61850).
- Los protocolos de comunicaciones (parte 8-x del estándar IEC 61850).
- El medio o canal físico de la comunicación (fibra óptica, comunicaciones radio, sistemas inalámbricos, etc.).

De forma complementaria en el año 2007 ha sido aprobada la guía IEEE 1547.3 [6] con título “IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Energy Resources Interconnected with Electric Power Systems”. El objetivo principal de esta guía es el de proporcionar líneas directrices para facilitar la interoperatividad de uno o más recursos de energía distribuidos interconectados a través del sistema de potencia eléctrico. Esta guía no dicta unos requisitos rígidos de forma que se sugieren una serie de aproximaciones o alternativas que se consideran como las más apropiadas, pero sin embargo no se dictan unas recomendaciones bien definidas. Otro aspecto importante de la guía es que trata de aspectos relacionados con la monitorización, intercambio

## Como consecuencia del estudio realizado, la norma que se ha considerado más apropiada para su aplicación en la Microrred de TECNALIA es la IEC 61850-4-720.

de información y control de las unidades de recursos distribuidos y el mundo exterior, el cual esta representado por una serie de actores como son el Operador del Sistema Eléctrico, el Agregador, el Operador y el encargado del Mantenimiento de los de recursos de energía distribuidos (dejando de lado otros como son el Propietario y el Fabricante de DERs, el Regulador y el Mantenedor del sistema eléctrico).

La norma IEEE 1547.3 pese a estar basada en principios similares a la IEC 61850, es una norma orientada al sistema de potencia estadounidense. La primera norma publicada de esa serie, la IEEE 1547, la cual hace referencia a requisitos generales de interconexión de sistemas distribuidos a la red, pese a ser la única de su tipo, no está teniendo en Europa una repercusión tan importante como podía haberse esperado, al menos, en cuanto a su aplicación. Lo mismo cabe esperar de las otras normas de la serie, que sin embargo, seguro que son utilizadas como consulta para la elaboración de nuevas normas en Europa.

Como consecuencia del estudio realizado, la norma que se ha considerado como más apropiada para su aplicación en la microrred de TECNALIA es la IEC 61850-4-720. Habrá que esperar hasta su aprobación definitiva para que pueda ser aplicada en su totalidad, aunque algunos de los equipos DER ya están modelados en su último borrador, por ejemplo, los motores alternativos, pilas de combustible, sistemas fotovoltaicos y cogeneraciones.

La pila de protocolos definida para la microrred de TECNALIA sigue en parte este último estándar teniendo en cuenta que una microrred es asimilable a una planta DER. A efectos de simplicidad tiene las siguientes capas:

- Protocolo de transporte: TCP/IP sobre una red local tipo Ethernet o tipo inalámbrica (wi-fi).
- Protocolo de transferencia: HTTP (Hypertext Transfer Protocol) que es un protocolo tipo cliente servidor utilizado en la web. La forma más habitual es establecer una conexión TCP por el puerto 80 entre el cliente y el servidor, y a partir de ese momento intercambiar mensajes.
- Protocolo de ejecución de procedimiento: XML-RPC. Es un protocolo de llamada a procedimiento remoto que utiliza XML para codificar las llamadas y HTTP como mecanismo de transporte. Es un protocolo muy simple que sólo define unos cuantos tipos de datos y

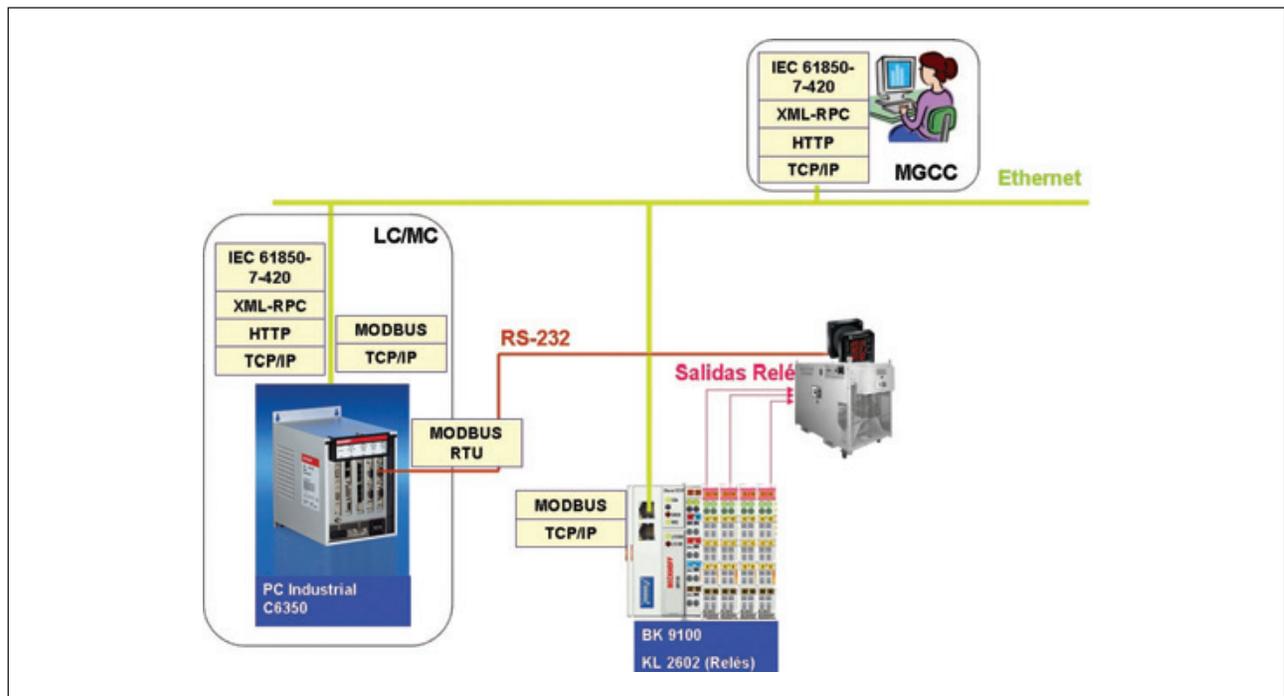


Figura II: Arquitectura del Sistema de Control de la Microrred

comandos útiles, además de una descripción completa de extensión breve.

- Servicios: Se utilizarán los servicios básicos especificados por el estándar IEC 61850 parte 7-2 que permitan la obtención de la descripción del servidor IEC 61850, la obtención de los datos de medidas y otros parámetros del dispositivo, así como la operación del equipo controlado.
- Modelo de datos: Se utilizará el modelo de datos del estándar IEC 61850-7-420 que especifica los objetos para todos los posibles dispositivos DER. Este es un estándar que como se ha mencionado anteriormente aún está en fase de aprobación y únicamente contiene modelos de datos para los dispositivos DER más usuales (pila de combustible, fotovoltaicas, CHPs, motores alternativos, etc.). En lo que respecta a los bancos de carga, se definen unos objetos adecuados a este tipo de dispositivos.

En la Figura II, se representa esta arquitectura particularizada para el caso de un controlador de carga. A su vez la carga dispone de un elemento de medida.

Una de las funciones asignadas al controlador local (LC) es la de conversión de protocolos de comunicaciones entre el protocolo de comunicaciones -que a veces es propietario del fabricante- del equipo a controlar y un protocolo de comunicaciones estándar definido para la microrred. En el caso presentado en la Figura II el protocolo de comunicaciones para el control de los relés es Modbus TCP y para leer los datos del elemento de medida asociado a la carga Modbus RTU. Por lo tanto se deberá

implementar la conversión de esos protocolos a la pila de protocolos definido para la microrred.

Con esta estructura de protocolos se podría acceder tanto localmente en el MC/LC como remotamente desde el MGCC a todos los datos que el dispositivo DER a controlar -y que forma parte de la microrred- suministra a través del interfaz de comunicaciones de que dispone el equipo.

En lo que respecta a la ubicación de los agentes software, éstos podrán estar ubicados en el controlador local LC/MC o bien en el dispositivo hardware (PC) que ejecuta el MGCC, dado que la herramienta JADE permite realizar una abstracción en lo que respecta a la ubicación de los agentes software. Aunque lo más lógico es que residieran en el controlador local LC/MC.

Los agentes software identificados para el ejemplo de un controlador de carga son el agente de carga y el agente de mercado. El agente de carga es el que tiene acceso a todos los parámetros físicos controlables y lecturas físicas correspondientes a la carga controlada, y deberá acceder a los mismos a través del interfaz IEC 61850-7-420 y no a través del interfaz Modbus TCP.

La comunicación entre agentes se realiza a través del lenguaje FIPA-ACL (Agent Communication Language). Cuando se utiliza el entorno de desarrollo de agentes JADE, la comunicación entre agentes se realiza mediante el protocolo RMI (Remote Method Invocation), donde RMI es un protocolo propio de lenguaje de programación Java. En el caso de tener sistemas de agentes desarrollados mediante plataformas o lenguajes de programación diferentes entre sí, el protocolo a utilizar sería IIOP

(Internet Inter-ORB Protocol) o HTTP.

Esta arquitectura de comunicaciones también posibilita la realización de un control centralizado de la microrred, ya que en este caso el acceso a todos los parámetros a controlar y/o señales monitorizadas se realizaría a través del interfaz IEC 61850-7-420, en el hardware correspondiente al MGCC. En este caso el hardware correspondiente al LC/MC únicamente serviría para implementar los convertidores de protocolos entre los protocolos propietarios y los protocolos estandarizados para la microrred de TECNALIA.

## 6. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MULTIAGENTE A LA FUNCIÓN DE REGULACIÓN SECUNDARIA EN LA MICRORRED DE TECNALIA

En los sistemas eléctricos convencionales, la primera aproximación para asignar y planificar las unidades de generación consiste en equilibrar la generación con el consumo previsto de antemano. Como resultado se obtienen los programas de generación para cada una de las unidades que se han obtenido siguiendo reglas de mercado donde la electricidad se compra y vende por parte de los diferentes actores que participan en el mercado, o bien mediante un proceso de optimización económico y centralizado.

Los partes u órdenes de generación se pueden diseñar con diferentes horizontes de tiempo, pero en definitiva cuando se van a aplicar dichas planificaciones en tiempo real, siempre existen desviaciones respecto a las previsiones de demanda. De cara a mantener equilibrados la generación y el consumo en todo momento, los generadores disponen de sus propios mecanismos de control primario que reaccionan y ajustan la potencia cuando sea necesario. El nuevo punto de equilibrio después de actuar el control primario normalmente lleva la frecuencia a un valor diferente de la nominal y a un reparto de la carga entre los generadores que difiere respecto de la planificada.

Con objeto de que la frecuencia recupere el valor de referencia, y de que el reparto de la desviación se realice con el mejor criterio posible desde el punto de vista económico, es preciso realizar un controlador de regulación secundaria.

Esta regulación secundaria se deberá aplicar tanto en conexión a la red de distribución como funcionando en modo aislado.

Cuando la microrred se encuentra conectada a la red de distribución cualquier cambio en la carga o en la producción de renovables será asumida por la red principal y la frecuencia será la establecida por la red. Las desviaciones apenas influirán en la frecuencia del sistema ni en la estabilidad del sistema.

En este caso la labor u objetivo de la regulación

secundaria es mantener el intercambio de potencia con la red de acuerdo al valor acordado, en el supuesto de que la penalización por el incumplimiento de los acordado sea superior al coste de la generación dentro de la microrred. La microrred también podría aportar al sistema un servicio auxiliar cual es el de mantenimiento de la frecuencia corrigiendo en la medida de lo posible las desviaciones (por ejemplo en un escenario con muchas microrredes).

El criterio para decidir qué unidades de la microrred deben asumir el exceso o defecto de la potencia se debería atender a criterios de índole económica y técnica de tal forma que la operación de la microrred se realice con un coste mínimo a la vez que se cumplen las restricciones técnicas.

Cuando la microrred está funcionando en modo aislado, la operación es más sensible a cambios en el consumo y en la producción de fuentes de energía renovables, ya que no está la red principal como soporte.

En el caso de que los generadores y fuentes de almacenamiento estén conectados a través de inversores, tanto los que actúan como maestros (fuentes de tensión) como los que actúan como fuentes de corriente que tienen implementada una característica P-f, realizan la función de control primario adecuando la generación al consumo (subiendo o bajando la P a expensas de bajar o subir la frecuencia). Después de que la regulación o control primario ha estabilizado el sistema, el resultado es que el reparto de la potencia generada es diferente al inicialmente planificado para ese período de operación, y así mismo la frecuencia no coincidirá con la prevista (la nominal).

Como consecuencia, será el algoritmo de regulación secundaria el que se encargue de detectar las desviaciones en frecuencia y el que actúe en consecuencia. En primer lugar decide cuanta potencia es necesaria para restaurar la frecuencia a su valor, y en segundo lugar decide cómo se va a repartir entre los recursos disponibles y controlables. Todo ello atendiendo a criterios de índole económica, técnica y de seguridad.

Se podría plantear un caso especial donde varias microrredes conectadas al mismo punto de la red de distribución se desconectan de la red principal. En este tipo de sistema multi-microrred aislado de la red principal, cada microrred podría ponerse de acuerdo con el resto de microrredes para decidir cuanta potencia importar o exportar. Se plantea el mismo problema que el descrito para el caso de la microrred conectada.

Se consideran los siguientes dispositivos como potenciales participantes en la regulación secundaria.

- **Generadores:** Los generadores que sean lo suficientemente rápidos para reaccionar a un cambio de consigna y puedan de esta forma participar en la regulación secundaria reduciendo o aumentando la potencia de salida. Los generadores no controlables como los de fuentes de energía renovables sin almacenamiento o cualquier otro generador que no

disponga de comunicaciones o capacidad de control no podrá participar en la regulación secundaria. De igual forma generadores con una planificación fija de potencia no se consideran dentro de la regulación secundaria bien sea porque no tienen una velocidad de cambio suficiente o porque no les interesa.

- **Sistemas de Almacenamiento:** Al igual que los generadores, los sistemas de almacenamiento pueden participar aumentando y disminuyendo su potencia generada, así como su potencia consumida dependiendo de sus condiciones de trabajo.
- **Cargas Controlables:** Las cargas no críticas podrían reducir su potencia consumida ofertando capacidad de reducción de carga al algoritmo de control. Existen cargas que pueden reducir su consumo durante un cierto período de tiempo, tales como el aire acondicionado o los sistemas de calefacción eléctrica (cargas con cierta inercia térmica) y cargas que pueden diferir su consumo (p. e. secadoras o lavadoras).
- **Red Principal:** A pesar de que la red no puede ser considerada como un dispositivo controlable perteneciente a la microrred, en el sentido de que no puede aceptar consignas, juega un papel importante en la regulación cuando la microrred está conectada al sistema eléctrico. La regulación secundaria debe considerar la potencia importada o exportada de la red principal y mantenerla dentro de los límites contractuales acordados con el operador de la red principal, o bien afrontar las penalizaciones que ello conlleva. Dichas penalizaciones se traducen en algo similar a las ofertas económicas del resto de dispositivos.

## 7. ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE REGULACIÓN SECUNDARIA

La función de regulación secundaria se basa en dos módulos diferentes, el módulo de casación de ofertas y el módulo de creación de ofertas.

El módulo de Casación de Regulación Secundaria se encarga de recoger todas las ofertas de regulación secundaria de los controladores locales y decide las nuevas consignas que se asignan a esos dispositivos. Todo ello asegura una operación óptima de la microrred desde el punto de vista económico. Este módulo parte de un error en términos de potencia activa que debe ser corregido en el punto de interconexión de la microrred con la red de distribución (cuando ésta funciona conectada a la red de distribución, en caso de funcionamiento en isla, el error representa la cantidad de potencia necesaria para recuperar la frecuencia de referencia)

Las ofertas de regulación secundaria proporcionadas por los recursos que desean participar constan de un conjunto de escalones de potencia discretizados, cada uno

con un precio incremental asociado. Esta forma de representar o caracterizar desde el punto de vista económico los diferentes recursos, permite que la oferta responda a una función lineal o cuadrática. Estas ofertas se pueden actualizar en cualquier momento por los recursos de la microrred dependiendo de su situación y de las decisiones locales. Un ejemplo de los que podría constituir una oferta se muestra en la siguiente Figura III.

Esta curva de coste incremental se calcula mediante la derivada matemática de la curva de coste de producción.

El escenario de pruebas al cual se ha aplicado la función

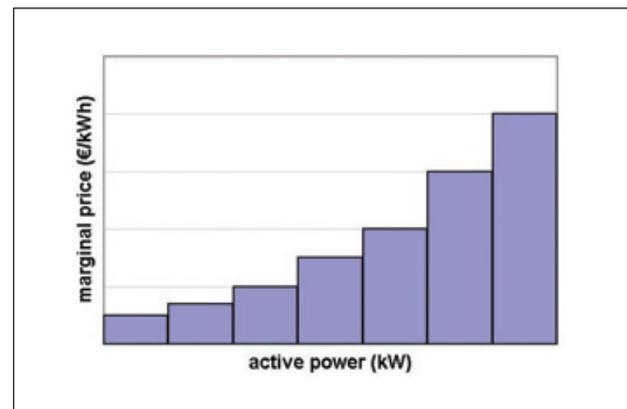


Figura III: Oferta de regulación secundaria

de regulación secundaria consiste en los siguientes equipos eléctricos conectados a la microrred de TECNALIA (ver Figura V):

- Generador 1: es un generador diesel de 50kW que a su vez está conectado a la microrred a través de un transformador de aislamiento y de un convertidor AC/AC controlado.
- Generador 2: ídem del generador 1.
- Generador 3: microturbina de 50kW de generación eléctrica.
- Carga resistiva: carga resistiva Millennium de 150kW con una serie de escalones (5kW, 10kW, 10kW, 25kW, 50kW y 50kW)
- PCC: punto de interconexión con la red donde se ha instalado un equipo de medida en los 4 cuadrantes de parámetros como V, f, P, Q. Las medidas de tensión provienen directamente de las barras y las medidas de corriente provienen de unos transformadores de intensidad.
- Interruptor estático que puede controlar la conexión/desconexión de la microrred a la red de distribución.

Fruto de la utilización de la tecnología multiagente surge la siguiente arquitectura del software, en la cual se identifican los siguientes módulos (ver Figura IV adjunta):

- JADE Central Container. Es un contenedor que agrupa

# Actualmente el desarrollo software del sistema de regulación secundaria se ha completado y validado mediante los simuladores de las fuentes de generación, cargas y elemento de medida en el punto de interconexión.

a una serie de agentes que tienen relación con las funciones de acceso a la base de datos así como con las funciones de casación de la regulación secundaria.

- JADE Local Container. Es un contenedor que agrupa una serie de agentes que tienen relación con las funciones de “Gateway” o acceso a los diferentes dispositivos físicos (generadores, cargas, dispositivos

de almacenamiento, punto de interconexión), con las funciones de realización de ofertas para la regulación secundaria correspondientes a los diferentes dispositivos, así como con la función de seguimiento de las consignas acordadas para cada uno de los elementos.

- Servicios de Comunicación de los DERs. Son los

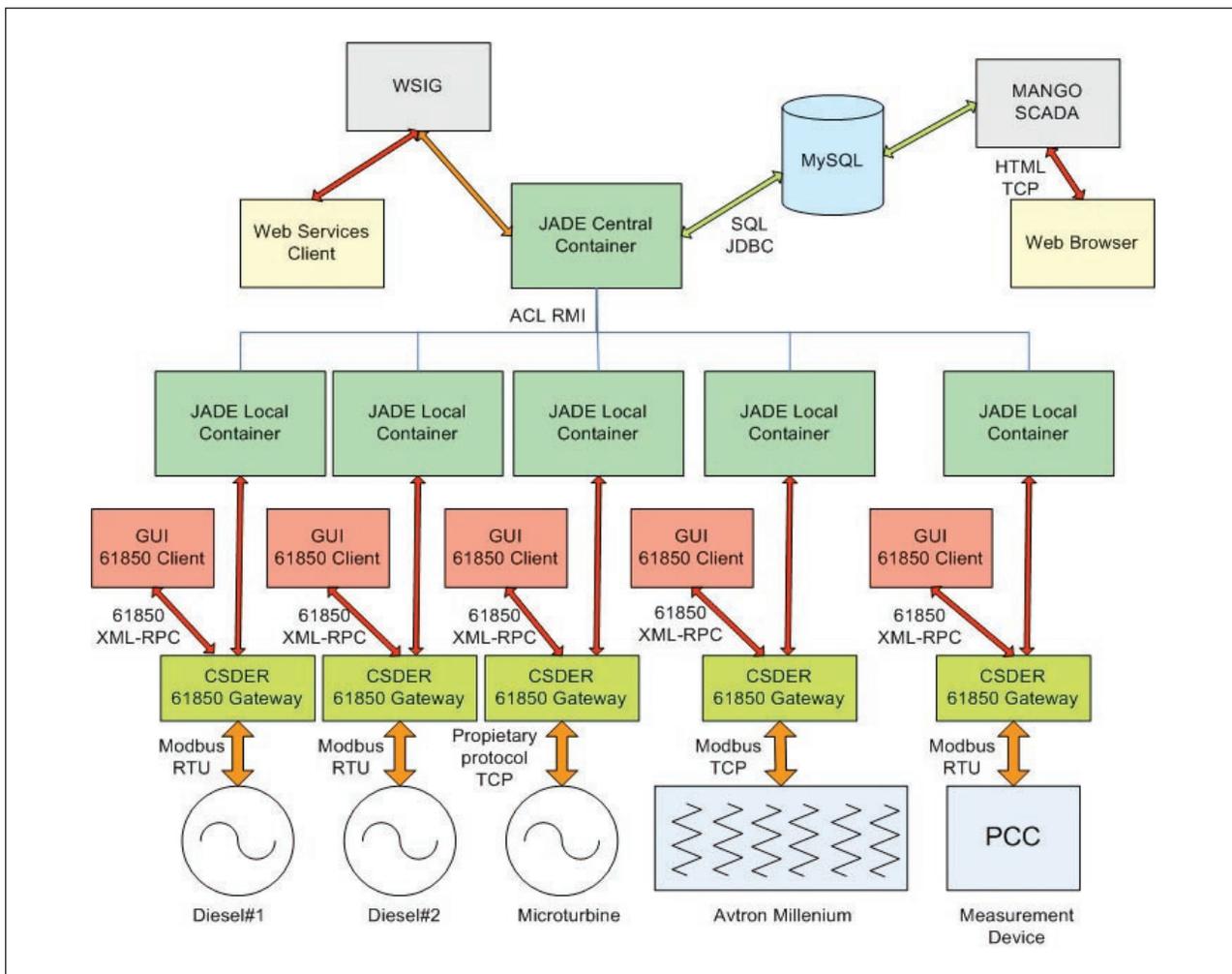


Figura IV: Arquitectura General del Software

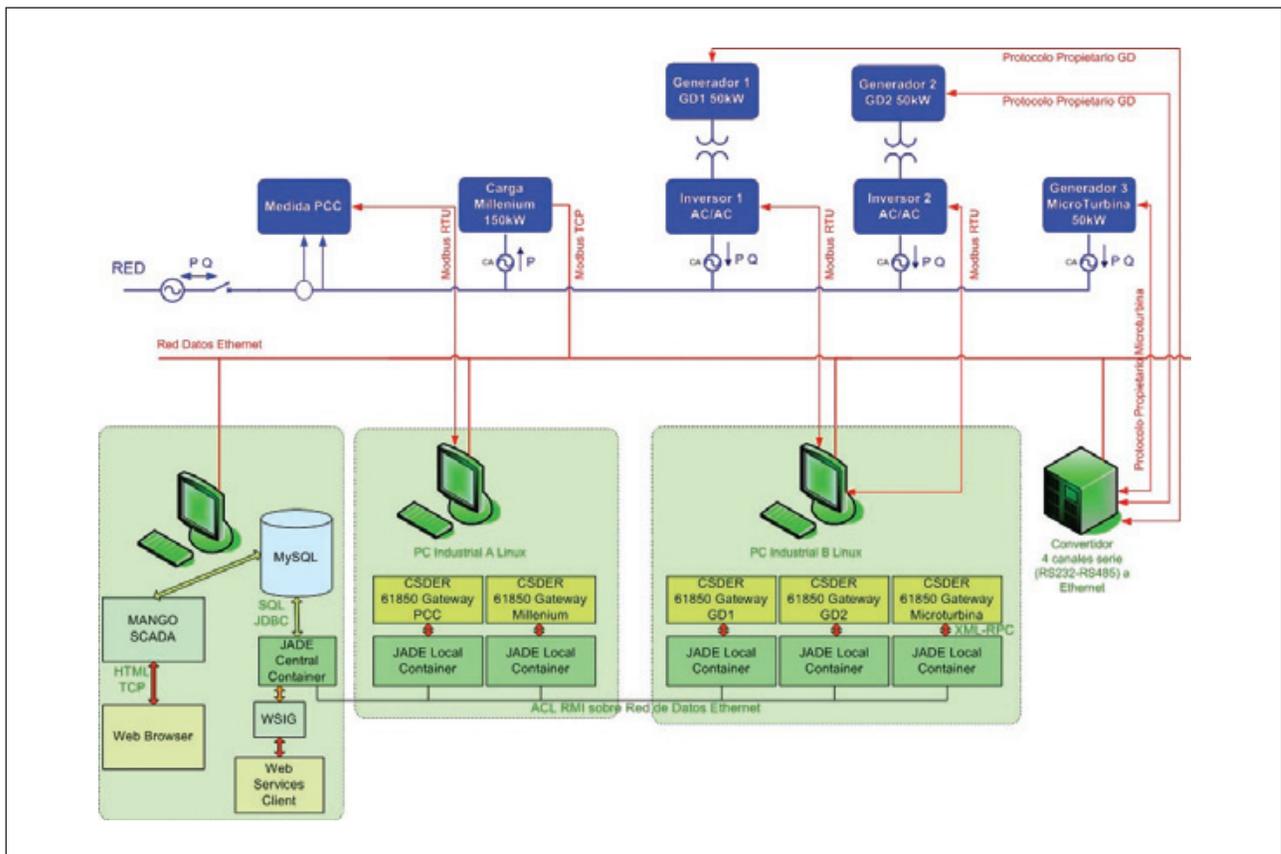


Figura V: Esquema eléctrico y elementos de control/comunicaciones de la microrred

módulos que se encargan de convertir el protocolo de comunicaciones propietario al protocolo de comunicaciones definido para todos los dispositivos DER (basado en el modelo de datos del IEC61850-7-420 y su correspondiente mapeo a servicios XML-RPC).

Se han desarrollado unos módulos adicionales a efectos de demostración y/o pruebas que consisten en:

- Una serie de interfaces gráficas denominados GUI 61850 Client que acceden a los DERs a través de los módulos correspondientes a los Servicios de Comunicación con los DERs. Existe un módulo específico para cada tipo de DER (generador diesel, microturbina, cargas, punto de interconexión).
- Unos simuladores de los DERs que posibilitan la ejecución del algoritmo de regulación secundaria sin tener que acceder a los dispositivos físicos. Reaccionan a los cambios de consigna con un determinado retardo programable. Se han realizado simuladores para los Generadores Diesel, para la Microturbina, para el banco resistivo Millenium y para el punto de interconexión. Los simuladores presentan Modbus-TCP o Modbus-RTU como interfaz de

comunicaciones.

Se han utilizado además una serie de herramientas adicionales como son:

- Base de Datos (MySQL).
- Se utiliza la herramienta MANGO (código libre) como un SCADA para acceder a la información de la base de datos. El interfaz de usuario de la herramienta se basa en un servidor web posibilitando un acceso ubicuo.

Los módulos de software denominados CSDER 61850 Gateway asociados a cada uno de los elementos a controlar, y cuya función es la de conversión de los protocolos propios con que se comunican los equipos al protocolo estándar de la microrred de TECNALIA se ejecutan en los PC Industriales Linux A ó B (según la Figura V), ya que en algunos casos la conexión serie llega directamente a uno de dichos PCs industriales y el programa CSDER 61850 Gateway deberá residir en dicha máquina.

A partir de esta frontera definida por todos y cada uno de los CSDER 61850 Gateway se ha montado el sistema de agentes con los JADE Local Container y JADE Central Container que teóricamente pueden residir en cualquier

máquina y que se comunican con el protocolo ACL RMI propio de JADE. En la Figura V adjunta por defecto estos agentes se han asignado a unas máquinas concretas bajo el criterio de proximidad al elemento a controlar.

### 8. PRUEBAS CON LOS SIMULADORES DE DERS

Se han realizado pruebas con los simuladores de los DERs. Es preciso tener en cuenta a la hora de analizar los resultados que la velocidad de respuesta de los generadores ante un cambio de la consigna está programada en los respectivos simuladores. Para los generadores diesel la velocidad de respuesta programada es de 800 W/seg, y para la microturbina es de 500 W/seg.

Todas las pruebas se van a realizar con un perfil de carga escalado al del consumo del edificio corporativo de LABEIN-TECNALIA un día típico (18-Julio-2007). El grado de escalado se define a partir de la capacidad de la carga Millenium de 150kW. Dado que el máximo de consumo de ese día era de 1.127 kW, el escalado aplicado es  $1127/150 = 7,51$ .

Por otra parte esta carga dispone de unos pasos concretos (5kW, 10kW, 10kW, 25kW, 50kW y 50kW) por lo que se aproximará al valor más cercano que se pueda obtener con dicha carga.

En la Figura VI adjunta se puede observar tres gráficas

Potencia Adicional (W)	Coste	Indivisible
5.000	0	No
+ 10.000	10	No
+ 15.000	20	No
+ 20.000	30	No

Tabla 1: Oferta de los GD1 y GD2

Potencia Adicional (W)	Coste	Indivisible
5.000	10	No
+ 10.000	20	No
+ 15.000	30	No
+ 20.000	40	No

Tabla 2: Oferta de la microturbina

correspondientes al perfil de consumo de LABEIN-TECNALIA ese día (en azul), al valor disminuido en la relación de 7,51 (en color rojo), y por último el valor que el banco Millenium permite programar como carga (en verde).

Se introducen los siguientes datos de entrada:

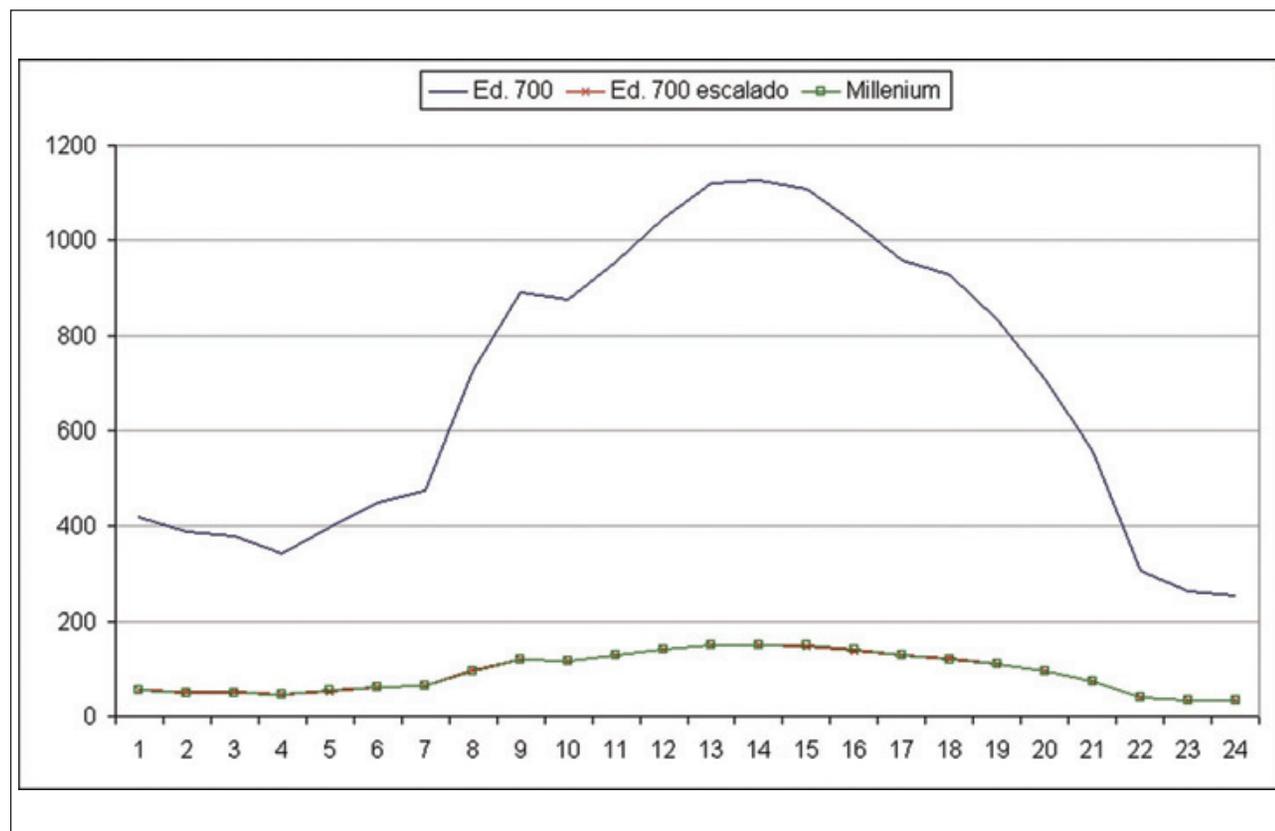


Figura VI: Perfil de Carga

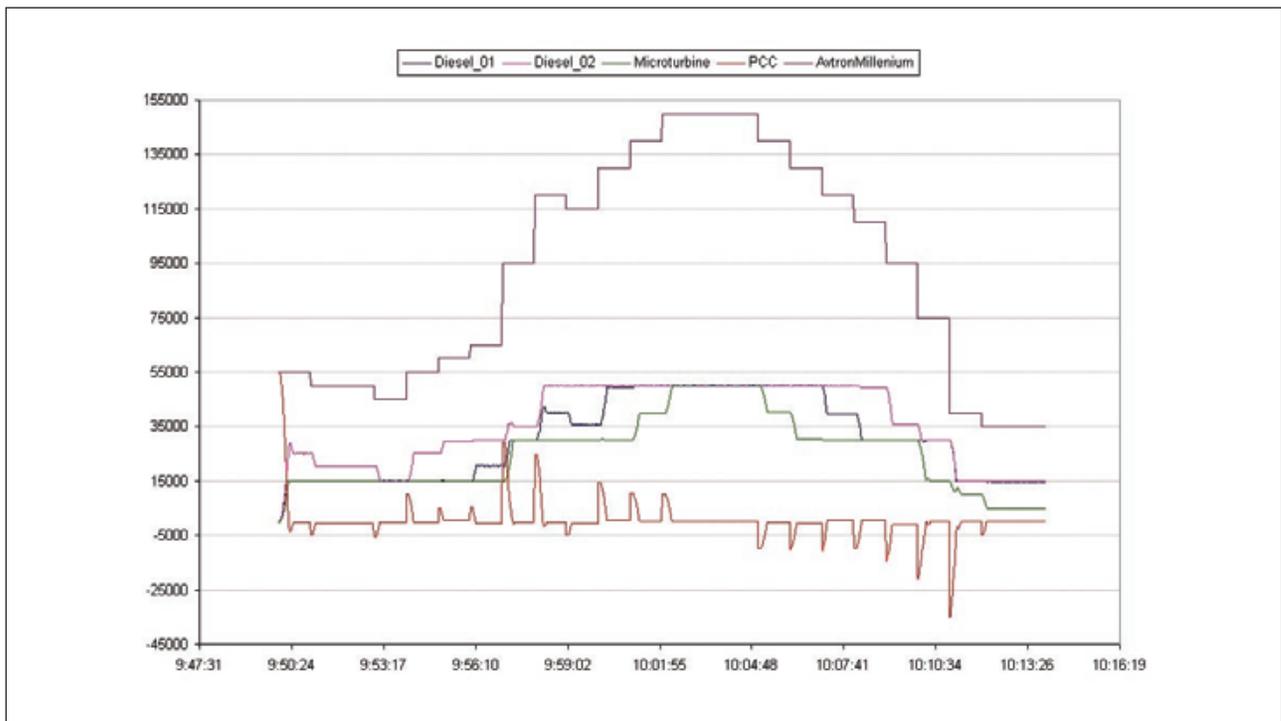


Figura VII: Resultados de la R. Secundaria

- Perfil deseado de intercambio con la red en el PCC (definido en base a la asignación de unidades de generación del día anterior) calculado para la microrred. En este caso se ha supuesto un valor igual a cero de forma que toda la carga de la microrred se suministrará desde los generadores internos.
- Ofertas de generación para los 3 generadores (GD1, GD2 y microturbina). Se han definido las siguientes ofertas de generación para los generadores:

Se podría actuar de otra forma y diferenciar entre generadores que tienen un perfil fijado de antemano y que no participan en la regulación secundaria, y otros que si lo hacen y que no tienen un perfil predefinido.

Los resultados que se obtienen se representan en la siguiente Figura VII donde se puede observar los resultados obtenidos. Estos datos se corresponden a los registros almacenados en la base de datos MySQL.

De cara a realizar las simulaciones de forma más rápida se traslada el tiempo de 1 hora a 1 minuto. De esta forma la ejecución de la curva de carga que en principio duraría 24 horas se reduce a 24 minutos (como se ve en la figura desde las 9:49 hasta las 10:12).

En la gráfica se observa que en el momento que se produce un escalón de carga (hacia arriba o hacia abajo), inmediatamente se produce una desviación en la potencia intercambiada por la red (medida del punto PCC). Esta desviación es la que se intenta compensar por parte del algoritmo de regulación secundaria al mínimo coste

posible.

Esta desviación dura poco tiempo, hasta que el algoritmo de regulación secundaria, que se ejecuta cada 5 segundos, realiza la casación de las ofertas de los 3 generadores y elige la potencia a asignar para cada uno de ellos (en este caso las ofertas de los generadores diesel son iguales y la de la microturbina un poco más cara).

Se puede comprobar que hasta que no se supera un consumo total de 10kW no entran las ofertas de coste 10 que aportan los siguientes 10kW por generador diesel y 5kW de la microturbina (hasta un total de 35kW), de igual forma hasta que no se supera un consumo total de 35kW no entran las ofertas de coste 20 que aportan los siguientes 15kW por generador diesel y 10kW de la microturbina (hasta un total de 75kW), posteriormente hasta que no se supera un consumo total de 75kW no entran las ofertas de coste 30 que aportan los últimos 20kW por generador diesel y 15kW de la microturbina (hasta un total de 130kW), por último cuando se superan los 130kW entran los últimos 20kW de la microturbina (los más caros) hasta el total máximo de 150kW.

A modo de ejemplo para las 2 últimas horas (23:00 y 24:00) que se corresponden con los instantes 10:11 y 10:12, el consumo es de 35kW que como se ve en la figura se suministran mediante los 2 generadores diesel aportando 15kW cada uno y la microturbina aportando 5kW. El precio de la energía más cara es de 10.

## 9. CONCLUSIONES

Se ha diseñado un Gestor Energético basado en tecnologías de agentes software y se ha aplicado a una de las posibles funciones básicas dentro de una microrred cual es la regulación secundaria en un entorno experimental de demostración.

Se consigue la monitorización, control y operación de forma eficiente de un conjunto de unidades de microgeneración y cargas que están unidas eléctricamente formando una microrred de baja tensión, apoyándose en una infraestructura de comunicaciones estándar.

Se ha aplicado la tecnología de sistema basado en agentes a través de la solución MAS, de tal forma que se obtiene un entorno de ejecución distribuido asignando cada tarea y responsabilidad al controlador más adecuado (agente local o agente central).

Esta arquitectura modular de software permite la implantación de servicios adicionales que aporten un valor cada vez más creciente a las microrredes, sin que se vislumbren problemas relacionados con la disminución de prestaciones o relacionados con la facultad de escalado de la solución.

Actualmente el desarrollo software del sistema de regulación secundaria se ha completado y validado mediante los simuladores de las fuentes de generación, cargas y elemento de medida en el punto de interconexión. Se está actualmente en fase de pruebas con las máquinas eléctricas reales en el ámbito de la microrred de TECNALIA.

## 10. AGRADECIMIENTOS

El trabajo ha sido apoyado por el programa SES6 del 6º Programa Marco de la Unión Europea, a través del proyecto More MicroGrids (contrato N° SES6 -019864).

## 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Lasseter R, Akhil A, Marnay C, Stevens J, Dagle J, Guttromson R, Meliopoulos AS, Yinger R, and Eto J. 2002. "White Paper on Integration of Distributed Energy Resources: The CERTS MicroGrid Concept" Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory Report LBNL-50829.
- [2] Lasseter R. "Microgrids". IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. 2002, Page(s): 305-308 Vol. 1.
- [3] Firestone R and Marnay C. "Energy manager design for microgrids". (January 1, 2005). Lawrence Berkeley National Laboratory. Paper LBNL-54447.
- [4] Marnay C, Venkataramanan G, Stadler M, Siddiqui A, Firestone R, Chandran B. "Optimal Technology Selection and Operation of Microgrids in Commercial Buildings", Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, 24-28 June 2007.
- [5] IEC 61850-7-420 Ed.1 Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-420: Basic communication structure – Distribution energy resources logical nodes. 57/981/FDIS. October 2008.
- [6] IEEE Std 1547.3-2007 IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems. November 2007.
- [7] Oyarzabal J, Jimeno J, Ruela J, Engler A, Hardt C. "Agent based Micro Grid Management System", 2005 International Conference on Future Power Systems. 16-18 Nov. 2005 Page(s): 1 – 6.
- [8] Tsikalakis AG, Hatziargyriou ND. "Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation", Energy Conversion, IEEE Transaction on, Volume 23, Issue 1, March 2008 Page(s): 241 – 248.
- [9] JADE, <http://jade.tilab.com>
- [10] Dimeas A, Hatziargyriou, N. "A multiagent system for microgrids". IEEE Power Engineering Society General Meeting. Volume 1, June 2004, Page(s): 55-58.
- [11] Hatziargyriou ND, Dimeas A, Tsikalakis AG, Pecos-Lopes JA, Kariniotakis G, Oyarzabal J. "Management of Microgrids in Market Environment". International Conference on Future Power Systems. 16-18 Nov. 2005, Page(s): 1-7.
- [12] Dimeas AL, Hatziargyriou ND. "Operation of a Multiagent System for Microgrid Control". IEEE Transactions on Power Systems. Volume 20, Issue 3, Aug. 2005, Page(s): 1447 – 1455.
- [13] Celli G, Pilo F, Pisano G, Soma GG. "Optimal participation of a microgrid to the energy market with an intelligent EMS". The 7th International Power Engineering Conference IPEC 2005. 29 Nov - 2Dec 2005, Page(s): 663-668.
- [14] FIPA (Foundation for Intelligent Physical Agents), <http://www.fipa.org/>