



ARQUITECTURA DE UNA RED INTELIGENTE RURAL

Línea Temática [1]: Redes Inteligentes/Medida Inteligente/Microrredes

Francesc Girbau-Llistuella¹, Andreas Sumper¹, Francisco Díaz-González¹, Antoni Sudrià-Andreu¹, Fernando Castro Cervera², Ramon Gallart-Fernández³,

¹Centro de Innovación Tecnológica en Convertidores Estáticos y Accionamientos (CITCEA-UPC), Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universitat Politècnica de Catalunya. EU d'Enginyeria Tècnica Industrial de Barcelona, C. Comte d'Urgell, 187, Pl. 1, 08036 Barcelona, España. francesc.girbau@citcea.upc.edu, sumper@citcea.upc.edu, francisco.diaz-gonzalez@citcea.upc.edu, sudria@citcea.upc.edu . ²ZIV Communications, c/Antonio Machado, 78, ed. Australia, 08840-Viladecans, España ³ Estabanell Energia, responsable de Xarxes Intel·lingents, c/ Rec, 28 - 08401 Granollers, España.

RESUMEN

El trabajo presentado se enmarca en el proyecto europeo del programa FP-7 Smart Rural Grid que tiene como objetivo desarrollar la red rural inteligente y explorar las mejores maneras de hacer la transición de las actuales redes de distribución en zonas rurales a las nuevas redes inteligentes utilizando las nuevas tecnologías y conceptos de negocio asociados. El proyecto reconsidera la arquitectura de la red de distribución rural actual, acomodando telecomunicaciones, tecnologías de control, almacenamiento y otros sistemas y dispositivos para renovar las estructuras existentes y -probar el nuevo concepto desarrollado, basado en incrementar entre otros, la resiliencia de la red dando lugar a una nueva estructura de red pseudomallada.

1. INTRODUCCIÓN

La electricidad se caracteriza por ser un producto que debe ser generado, transmitido y consumido en el mismo momento, asimismo también puede ser almacenado, sin embargo el precio y la eficiencia de los sistemas de acumulación los hacen poco habituales. Desde principios de siglo XX la estructura de la red eléctrica se ha caracterizado por los grandes puntos de generación que transforman energía primaria en electricidad; los sistemas de transporte que transportan grandes cantidades de energía salvando largas distancias; los sistemas de subtransporte que interconectan las redes de distribución con la red de transporte; y finalmente los sistemas de distribución que distribuyen la electricidad a los consumidores. En función del tipo de consumidor las redes de distribución son primarias o secundarias, la distribución primaria da cobertura a los consumidores industriales y también a la distribución secundaria, y la distribución secundaria da cobertura a consumidores residenciales, comerciales y pequeños consumidores industriales.

Desde sus inicios el consumo eléctrico ha experimentado un crecimiento sostenido, convirtiéndose en un producto de primera necesidad. Además, los consumidores exigen más calidad, forzando a los legisladores a dictar leyes sobre la continuidad y calidad de suministro. Por otro lado, numerosos nuevos retos tales como la integración de los recursos energéticos renovables y distribuidos, el compromiso con la reducción de las emisiones de carbono, las nuevas tecnologías de la información y comunicación (como los contadores inteligentes), están obligando a evolucionar las redes tradicionales hacia las redes inteligentes o *Smartgrids* en inglés. Por lo tanto, una red inteligente integra tecnologías de comunicación, información, control y monitorización permitiendo la interacción de los elementos que la componen y la transferencia de información en

tiempo real. Todo ello para aumentar la calidad de suministro y la fiabilidad, mejorar la eficiencia del sistema y la sostenibilidad ambiental, y crear nuevos servicios y oportunidades de negocio.

El proyecto europeo FP-7 Smart Rural Grid [SmartRuralGrid, 2014] que se inició a principios de 2014 tiene como objetivo desarrollar una red rural inteligente explorando nuevas formas para evolucionar la red convencional de distribución a microrredes de distribución inteligentes con nuevos conceptos de negocio asociados. El proyecto rediseña la arquitectura de la red rural en una red rural inteligente formada por varias microrredes, integrando telecomunicaciones y tecnologías de la información, de monitorización y de control. Además se presentarán los enrutadores de potencia para mejorar la calidad de suministro y su fiabilidad, los cuales gestionan diferentes recursos energéticos distribuidos. Todo ello gestionado localmente a través de un controlador central y supervisado remotamente por el operador de la red inteligente. El proyecto está formado por un consorcio de siete socios; Estabanell y Pahisa Energía, CITCEA-UPC, ZIV Communications, Xarxa Oberta de Comunicació i Tecnologia de Catalunya, KISTERS, Stadtwerke Rosenheim Netze, CG Power Systems Ireland y Smart Innovation Østfold. Dentro del proyecto, CITCEA-UPC está desarrollando el módulo de gestión energética de las microrredes y los enrutadores de potencia que serán instalados en la red rural de distribución de Estabanell y Pahisa Energía en Vallfogona del Ripollès, Catalunya. Por lo tanto los objetivos del proyecto son los siguientes:

- Desarrollar y probar la tecnología de los Intelligent Distribution Power Router (IDPR) en la red piloto.
- Desarrollar y probar una nueva tecnología PLC para redes de distribución rurales.
- Desarrollar una red de comunicaciones robusta para la red piloto.
- Desarrollar los agentes de gestión de la red piloto.
- Integrar todas estas novedades en una misma red piloto.
- Demostrar y validar el funcionamiento del sistema a gran escala, en particular en dos regiones europeas (España y Alemania) para evaluar la viabilidad tecnológica y económica de esta nueva plataforma.

El objetivo del artículo es mostrar la arquitectura propuesta para la red rural inteligente. El artículo presenta y define el sistema o red actual, así como las actuaciones que se llevarán a cabo para transformar la red de distribución en una red inteligente de distribución. Complementariamente, describe el nuevo enrutador desarrollado y sus funcionalidades. Finalmente, el artículo muestra la arquitectura de la red inteligente y de las comunicaciones.

2. DEFINICION DEL SISTEMA

La red piloto es donde se integran las diferentes soluciones del proyecto Smart Rural Grid. Ésta es propiedad de EyPESA que es una compañía distribuidora en Cataluña que cuenta con más de la mitad de sus clientes en un entorno rural. Para ellos, se considera una apuesta importante la conversión de su red a una red inteligente en pos de la modernización de la misma [Estabanell Enegia, 2015].

La red de prueba piloto donde se van a probar estas nuevas tecnologías, es el tramo final de una red de distribución de 5 kV, ubicada en un área rural de baja densidad de población, en una zona de montaña boscosa con difícil acceso y localización de fallos. En concreto, ésta da cobertura a 22 clientes repartidos entre cuatro subestaciones secundarias o centros de transformación. Cabe destacar que la mayoría de éstos está concentrados en la primera subestación. La red piloto es de tipo radial, en una zona con unas condiciones climáticas generalmente adversas, es únicamente gestionable de forma manual a través de seccionadores y seccionadores-interruptores, y la seguridad en la operación es a través elementos de protección pasivos tales como rupto-fusibles y fusibles. Además, las telecomunicaciones en la zona son muy limitadas o nulas.



Figura 1. Red piloto y sus subestaciones secundarias [Google, 2015]

3. ACTUACIONES EN EL SISTEMA

Llevar a cabo la transformación de la red de distribución normal a una red inteligente se fundamenta en las siguientes premisas, en primer lugar se espera que la presencia recursos energéticos distribuidos (*Distributed Energy Resources* (DER), en inglés), en los próximos años aumente, principalmente por una reducción sensible del coste de las tecnologías asociadas (por ejemplo, el caso de los paneles fotovoltaicos); y en un esperable incremento del coste de la energía. En segundo lugar, la disponibilidad mayor de recursos energéticos en las zonas rurales, que en las zonas urbanas. Finalmente, porqué en las zonas rurales existe un gran potencial de mejora en términos de eficiencia, sobre todo en la continuidad del suministro. Por esas razones, se cree conveniente llevar a cabo diferentes acciones para transformar la red de distribución rural en una red inteligente de distribución rural, que integré eficazmente nuevos recursos energéticos distribuidos y proporcione una mayor calidad del suministro a los consumidores. En definitiva, el proyecto adopta las siguientes actuaciones:

- Incrementar el número de recursos distribuidos. Esta primera actuación consiste en incentivar y promover la aparición de los nuevos recursos energéticos distribuidos, los cuales permitirán reducir la dependencia de los clientes de los recursos exteriores. Paralelamente, se integrará una nueva tecnología de enrutadores de potencia con el fin de favorecer una eficaz integración de los DERs de los consumidores, asegurar la estabilidad de la red y posibilitar que la red piloto trabaje junto con la red externa o bien de forma independiente.
- Integrar tecnologías de la información y control. Esta actuación consiste en transformar la red tradicional estática, en una red inteligente de distribución flexible. Para ello, la estrategia adoptada es la de integrar unidades de medida y sensores en las diferentes subestaciones y substituir los elementos pasivos protección de baja tensión por los interruptores de potencia automatizados y controlados de forma remota. Además de automatizar los elementos de maniobra de media tensión, los cuales son hoy todavía manuales.
- Desplegar una red de telecomunicaciones con el objetivo de garantizar la integración y la gestión eficiente de los nuevos recursos energéticos distribuidos, la gestión de los elementos maniobra y conocer el estado de la red piloto.

En la Figura 2 se presenta un esquema de la red piloto final. En primer lugar se puede notar que solo en dos de los cuatro centros de transformación se instalarán sistemas almacenamiento, en inglés *Battery Energy Storage System* (BESS), ya que las dos restantes instalaciones son en poste, como se puede apreciar en la Figura 1. Los sistemas de almacenamiento son fundamentales para el funcionamiento y estabilidad de la microrred, ya que equilibrarán la generación y la demanda durante el funcionamiento isla. Estos sistemas de almacenamiento estarán controlados unos nuevos enrutadores de potencia, los cuales son desarrollados principalmente por el

centro tecnológico CITCEA-UPC, y que adoptarán el nombre anglosajón *Intelligent Distribution Power Routers* (IDPRs). También se integrará un generador de soporte diésel de emergencia con el fin de apoyar la operación en isla en caso de no disponer de recursos de almacenamiento y/o de generación. También destacar que los equipos de medida y elementos de maniobra serán gestionados en cada subestación a través de un *Remote Terminal Unit* (RTU). Dichos RTU estarán interconectados con el sistema LEMS, un pc industrial, un sistema SCADA en el centro de control y el sistema de gestión GEMS, interconectado gracias a dispositivos de telecomunicaciones. Finalmente destacar que se instalará un *Uninterrupted Power Supply* (UPS) para asegurar la continuidad de suministro a la red de telecomunicaciones, a los sistemas de control, de medida, y a los de maniobra, bajo cualquier eventualidad.

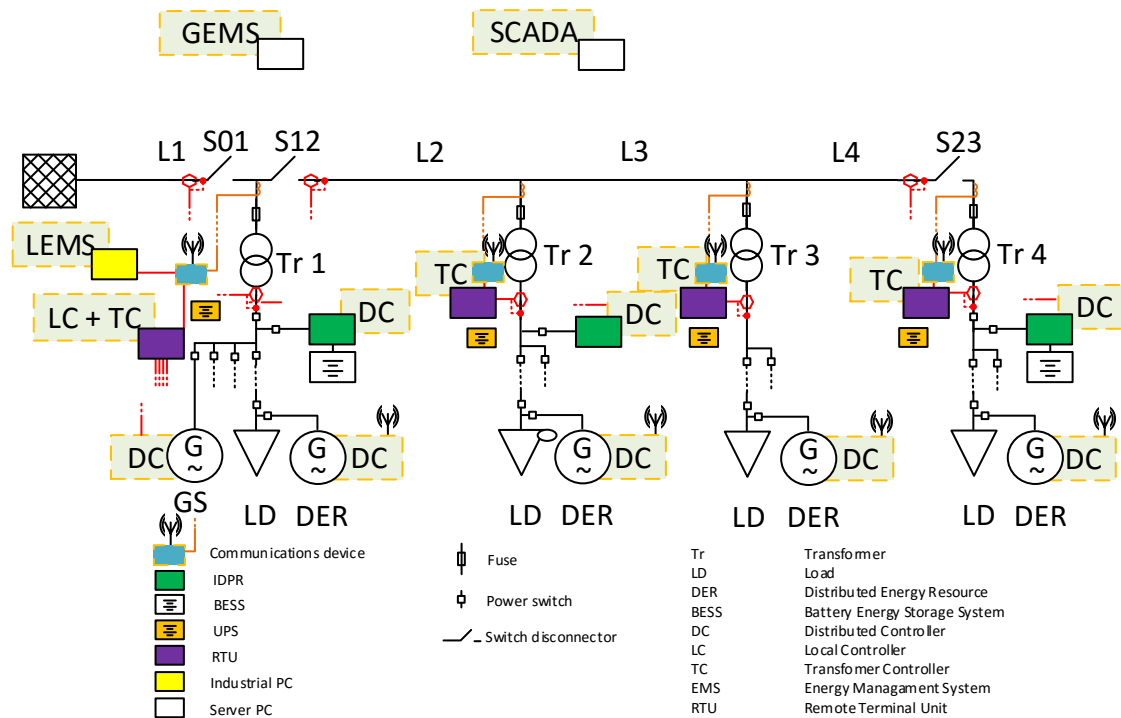


Figura 2. Esquema de la red piloto final

4. LOS RECURSOS ENERGETICOS DISTRIBUIDOS Y EL IDPR

Los recursos energéticos distribuidos o generación distribuida, o *Disturbed Energy Resources* (DER) en inglés, son pilares fundamentales para la microrred. Esta generación distribuida se puede clasificar según si es renovable, según el coste de generación, o según si es programable, entre otros criterios. Un aspecto importante de la generación distribuida es la interacción del generador con la red. Es decir, si es a través de una máquina eléctrica rotatoria o bien a través de la electrónica de potencia, siendo la interacción a través de la electrónica de potencia una opción más atractiva para la microrred, por su flexibilidad de control [DNV GL Energy, 2014].

En este proyecto un elemento clave para la integración de los recursos energéticos y que contribuye a la conversión de la red de distribución, es el enrutador de potencia o *Power Router* (IDPR) en inglés. El enrutador de potencia es un dispositivo que permite controlar los flujos de energía en la red, además de gestionar la información adicional como el emisor, el destinatario, el coste, la huella de carbono, etc. Éste es uno de los últimos avances en microrredes ya que facilita la integración de la generación distribuida y de los sistemas de almacenamiento, y que además puede capacitar a la microrred para su operación en isla. Hay varios grupos de investigación en Japón, EEUU y Europa que trabajan en este concepto revolucionario que puede transformar la manera de construir las redes de distribución en el futuro [Abe, Taoka & McQuilquin, 2011], [Huang, et. Al., 2011].

Estos flujos de energía pueden ser enviados entre microrredes o incluso dentro de la propia microrred, en este sentido, un aspecto importante es que los enrutadores de potencia pueden ser conectados en paralelo o en

serie a la red. Los enrutadores de potencia en paralelo son dispositivos menos críticos que mejoran la calidad de suministro, pueden integrar sistemas de almacenamiento y gestionar la energía e incluso generar redes. En cambio, los enrutadores en serie además de lo anterior, permiten también la interconexión asíncrona de microrredes síncronas.

En este proyecto se desarrolla el IDPR, que es un enrutador de potencia en paralelo. El IDPR es un convertidor de potencia capaz de mejorar la calidad de la energía y, al mismo tiempo si se asigna un sistema de almacenamiento de energía, también gestionar paquetes de energía, como se observa en el esquema de la Figura 3. En particular en la parte derecha de la Figura 3, se observa el bloque de potencia del IDPR de 34 kVA, que en términos de calidad de energía, equilibra las corrientes de las fases R, S, T y N de forma que el consumo visto desde aguas arriba es como un consumo trifásico equilibrado, con cero potencia reactiva y un contenido armónico prácticamente nulo. Además el IDPR, equipado con un sistema de almacenamiento, puede almacenar los excedentes de la generación distribuida y proporcionarla durante las horas pico o durante horas de baja o nula generación. Finalmente el IDPR puede restablecer el suministro, de forma local y después de una incidencia o eventualidad severa. Por lo tanto el IDPR puede funcionar en dos modos:

- **Esclavo:** actúa como una fuente de corriente, que entrega o consume la energía deseada, según los puntos de ajustes fijados por el operador mejorando la calidad de la energía, es decir cuando opera junto a la red.
- **Master:** actúa como una fuente de tensión, fijando la tensión y frecuencia del conjunto de la red local, es decir crea una red. Notar que este modo se iniciará después de un cero de tensión y después de que se haya determinado la ubicación de fallo en la red.

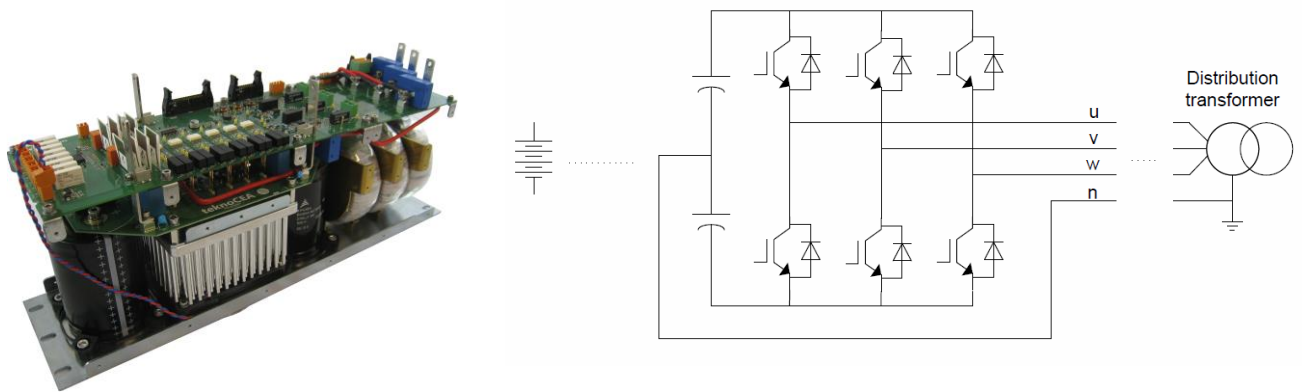


Figura 3 Bloque de potencia y esquema eléctrico conceptual del IDPR

5. LOS AGENTES Y LA JERARQUIA DEL SISTEMA

La red piloto está gestionada por diferentes agentes, en particular, hay cinco actores: GEMS, SCADA, LEMS, LC y TC. En la Figura 4 se muestra la jerarquía e intercambios de información entre estos actores.

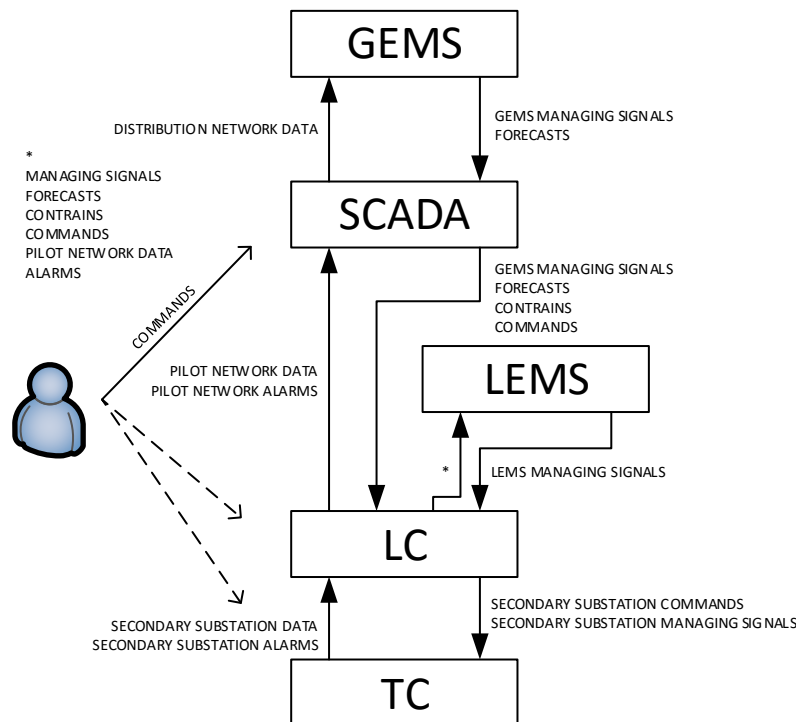


Figura 4. Jerarquía de los agentes de control

Empezando de arriba abajo, el primer elemento es el *Global Energy Management System* (GEMS). El principal cometido del GEMS es proporcionar las consignas que gestionan los recursos distribuidos de la red piloto, las previsiones de consumos y generación, y los costes asociados de la misma. Por lo tanto, un módulo del GEMS es el encargado de estimar los perfiles de consumo y predecir el perfil de generación de los recursos energéticos distribuidos y otro módulo es el encargado de determinar las consignas cuarto-horarias de acuerdo al estado de la red de distribución, a las previsiones y a los datos del mercado. Este software se comunica a través de la SCADA vía ficheros de valores separados por comas cada 15 minutos mandados a través FTP sobre TCP/IP siendo GEMS el cliente y la SCADA el servidor.

A continuación hay el *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA) que monitoriza toda la red de distribución (incluida la red piloto). El SCADA se encuentra en el centro de control del operador y es indispensable para el funcionamiento correcto del sistema. De las diferentes acciones llevadas a cabo por la SCADA, hay que destacar que procesa los datos del GEMS y distribuye a la red piloto los que le conciernen, generando un nuevo fichero de valores separados por comas que será mandado al LC a través de FTP sobre TCP/IP, donde la SCADA es el cliente y LC es el servidor. Además la SCADA controla y gestiona la red piloto mandando los comandos de operación y leyendo la base de datos del LC vía IEC-60870-5-104, en adelante IEC-104, sobre TCP/IP, siendo la SCADA el master y el LC el esclavo. Finalmente recoge de los datos de medida de la red de distribución, y genera un nuevo fichero de valores separados por comas que es enviado al GEMS vía FTP sobre TCP/IP, donde la SCADA es el cliente y el GEMS el servidor.

Seguidamente se encuentra el *Local Energy Management System* (LEMS). El LEMS es un software específicamente desarrollado para gestionar los recursos distribuidos de la red piloto, este se ejecuta en un ordenador industrial ubicado en la propia red piloto. La tarea principal de LEMS es proporcionar la serie final de comandos que gestionarán los recursos distribuidos de la red piloto, en función de los comandos del GEMS,



las restricciones de la SCADA y toda la información obtenida de la red piloto. Por lo tanto, el LEMS leerá la base de datos con toda la información referente a la red piloto y escribirá las consignas finales en el LC, vía Modbus sobre TCP/IP, donde LEMS es el master y el LC es el esclavo. Por otra parte el LEMS recibe el fichero que proviene de la SCADA y GEMS vía FTP sobre TCP/IP, donde el LC es el cliente y el LEMS el servidor. Finalmente, el LEMS también se encarga de registrar la información referente a los dispositivos de la red piloto, tales como estados, órdenes, los procesos, las alarmas, los mensajes de error y advertencias, etc. y a su vez también almacena los datos de los elementos de medida en sus históricos.

El **Local Controller** (LC) es un software que se ejecuta en una de las *Remote Terminal Units* (RTU) instaladas en la red piloto y es el que controla el funcionamiento de la red piloto a nivel local. En concreto gestiona los comandos enviados por el SCADA vía IEC 104 sobre TCP/IP y las señales de ajuste del LEMS recibidas vía Modbus sobre TCP/IP siendo él el esclavo. Es decir que transfiere los diferentes comandos a los TCs vía el protocolo IEC-104 sobre TCP/IP, siendo él el master y los diferentes TCs (definidos más abajo) los esclavos. A su vez el LC actualiza su base de datos, leyendo toda la información del sistema en las bases de datos de los diferentes TCs, también vía IEC-104 sobre TCP/IP, para que posteriormente esta pueda ser consultada por el SCADA y LEMS. Por último cabe destacar que el LC proporciona la seguridad cibernética a la red piloto ya que es el puente con el mundo exterior.

El **Transformer Controller** (TC) es un software que se ejecuta en todas RTU. Este se encarga de que los dispositivos que cuelgan de él ejecuten los comandos, también de actualizar su base de datos leyendo el estado de sus dispositivos y la información que estos proporcionan. El TC se comunica con todos estos dispositivos a través de Modbus RS485.

6. ARQUITECTURA DE LAS COMUNICACIONES

En la actualidad la red de comunicaciones es una infraestructura esencial para el funcionamiento eficiente del sistema, ya que la red de comunicaciones será la encargada de transmitir los datos de la red eléctrica al operador y a su vez los comandos de operación a los actuadores de la red eléctrica. La arquitectura actual suelen estar caracterizada por una serie de enlaces de transmisión, de capacidad relativamente baja, que se ajustan al volumen de la información transmitida. Cabe destacar que la red piloto, debido a sus características, no dispone de una red de comunicaciones, y por lo tanto se ha definido una de acuerdo con sus necesidades de calidad de servicio. En particular, ésta se utilizará para transmitir los comandos de control y maniobra, el conjunto de consignas para los recursos distribuidos, avisos y alarmas, las mediciones remotas e información del sistema, así como la información de los contadores inteligentes. Las tecnologías más típicas utilizadas en sistemas eléctricos para la transmisión de la información son:

- **Comunicaciones de Fibra Óptica** (FO) utiliza pulsos de luz a través de una fibra óptica para la transmisión de información
- **Wireless communication o comunicaciones inalámbricas**, se basa en utilizar las tecnologías de radio para realizar la transferencia de información entre dos o más puntos.
- **Power Line Communication** (PLC) es una tecnología que utiliza líneas de distribución y cables del sistema eléctrico como un canal de transmisión.

Las comunicaciones a través de fibra óptica son las de mayor capacidad llegando a cientos de Gb/s, sin embargo conllevan un gran impacto económico y de obra civil, por lo que suele restringirse a redes de transporte o en redes de entorno urbano. Los sistemas inalámbricos pueden alcanzar velocidades de transmisión del orden de decenas o incluso cientos de Mb/s, sin embargo la señal puede experimentar una degradación como consecuencia de las condiciones meteorológicas y presentar limitaciones para llegar a todas las zonas rurales remotas. Finalmente PLC presenta un buen compromiso entre la capacidad de transmisión que va desde algunas decenas de valor a cientos de kb/s, su principales atractivos es la robustez frente a las deficiencias de los canales y que utiliza los canales de transmisión ya existentes que son de la propiedad del distribuidor.

La arquitectura de las comunicaciones propuesta para la red piloto está representada en la siguiente Figura 5. Básicamente, ésta se puede dividir en tres áreas, la primera área es la comprendida por el propio centro de transformación y sus clientes. En particular, para dar cobertura a los clientes se ha instalado en cada subestación una antena que utiliza la tecnología del WiMAX, también a nivel de subestación las comunicaciones serán cableadas, bien se basen en el protocolo Modbus RS-485 o en el TCP/IP. A nivel del conjunto de la red piloto se han establecido dos canales: el canal principal, que utiliza la tecnología PLC; y el canal secundario que proporciona redundancia es a través de la tecnología WiMAX. Finalmente la red piloto se comunica con el centro de control a su vez por dos canales. El canal principal se basa en la tecnología WiMAX. En este canal principal, a través de dos repetidores se alcanza una red privada de comunicaciones por fibra óptica. El canal secundario utiliza las comunicaciones GPRS hasta interconectarse a la red pública de comunicaciones.

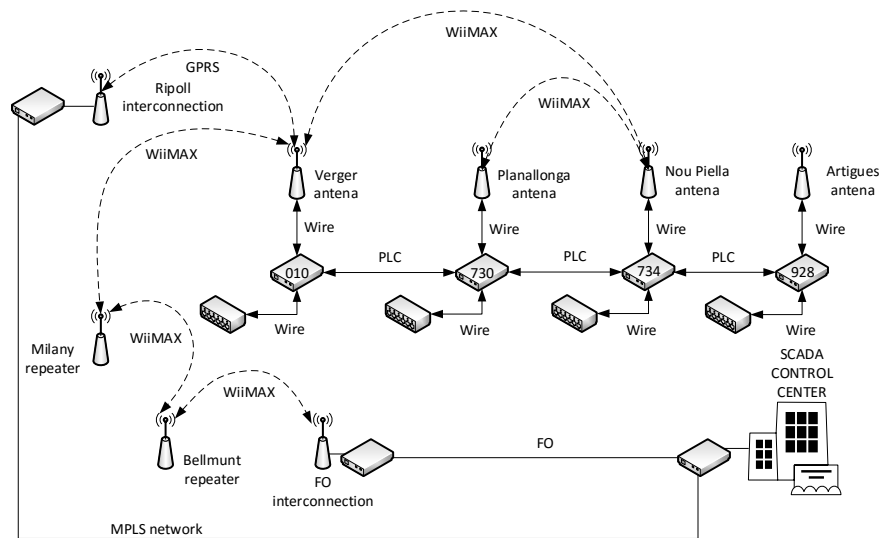


Figura 5. Arquitectura de la red de comunicaciones

CONCLUSIONES

Este proyecto comenzó el pasado Febrero de 2014, actualmente una vez definidas arquitecturas, jerarquías y agentes, se encuentra en la fase de implementación, validación e integración y se espera que dentro de un año se empiecen las pruebas de validación y se puedan presentar sus resultados. El presente trabajo describe y presenta la arquitectura del sistema, la cual permite integrar correctamente a los diferentes actores del sistema con la red eléctrica y de telecomunicaciones. Por lo tanto la arquitectura de la Smart Rural Grid es una buena propuesta para este tipo de redes de distribución rurales.

AGRADECIMIENTOS

The research leading to these results has received funding from the European Union seventh framework program FP7-ICT-2013-11 under grant agreement 619610 (Smart Rural Grid). Website: <http://smarruralgrid.eu/>



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Estabanell Energia, "Els orígens d'Estabanell Energia" URL: <https://www.estabanell.cat/corporativa/orogens/> consultado en noviembre 2015

Google "Google Earth" URL: <https://goo.gl/maps/25aqVDPBj3F2> consultado en noviembre 2015

Smart Rural Grid (2014): Web proyecto FP7 "Smart Rural Grid". Grant agreement: 619610. URL: <http://smartruralgrid.eu/>

DNV GL Energy "A review of Distributed Energy Resources" September 2014

Abe, R.; Taoka, H.; McQuilkin, D., "Digital Grid: Communicative Electrical Grids of the Future," in Smart Grid, IEEE Transactions on , vol.2, no.2, pp.399-410, June 2011

Huang, A., Crow, M., Heydt, G., Zheng, J., & Dale, S. (2011). The Future Renewable Electric Energy Delivery and Management (FREEDM) System: The Energy Internet. Proceedings of the IEEE, 99(1), 133-148