



Definición y evaluación de una solución para la inclusión de In-Home Display en una red de contadores eléctricos utilizando el protocolo PRIME existente

Ainara Fernandez

Máster Universitario en Ingeniería de Telecomunicación
Telemática

Jose Lopez Vicario

Xavi Vilajosana Guillen

09 de Junio de 2019

© Ainara Fernandez



Esta obra está sujeta a una licencia de Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada [3.0 España de Creative Commons](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/es/)

FICHA DEL TRABAJO FINAL

Título del trabajo:	<i>Definición y evaluación de una solución para la inclusión de In-Home Display en una red de contadores eléctricos utilizando el protocolo PRIME existente</i>
Nombre del autor:	<i>Ainara Fernandez Olivera</i>
Nombre del consultor/a:	<i>Jose Lopez Vicario</i>
Nombre del PRA:	<i>Xavi Vilajosana Guillen</i>
Fecha de entrega (mm/aaaa):	06/2019
Titulación::	<i>Máster Universitario en Ingeniería de Telecomunicación</i>
Área del Trabajo Final:	<i>Telemática</i>
Idioma del trabajo:	<i>Español</i>
Palabras clave	<i>In-Home Display PRIME PLC Redes Inteligentes</i>

Resumen del Trabajo (máximo 250 palabras): *Con la finalidad, contexto de aplicación, metodología, resultados i conclusiones del trabajo.*

Este estudio pretende explorar las diferentes posibilidades a nivel de comunicaciones para disponer de un In-Home Display que muestre la información recogida de los contadores inteligentes. Para ello, se tomará como base una red de contadores inteligentes que comunican entre sí por tecnología PLC y se analizarán todas las posibles opciones.

Mediante esta solución se pretende brindar visibilidad del consumo de electricidad al cliente al disponer de información casi en tiempo real sobre el consumo. De esta forma se puede controlar mejor los costos de energía.

Mediante la inclusión de estos equipos en la red, se consigue además concienciar del uso de la energía a los clientes de forma que puedan modificar los hábitos de consumo. Por otro lado, el impulso detrás de las tecnologías de redes inteligentes es el de permitir a la red utilizar la electricidad de manera más eficiente, y eliminar potencialmente la necesidad de construir nuevas plantas de energía para satisfacer la creciente demanda. Si se consigue que se realice un uso más controlado de los recursos existentes, no hará falta la instalación de estas nuevas instalaciones.

Abstract (in English, 250 words or less):

This study aims to explore the different possibilities at the level of communications to have an In-Home Display that shows the information collected from smart meters. This will be based on a network of smart meters that communicate with each other by PLC technology and will analyze all possible options.

This solution aims to provide visibility of electricity consumption to the customer by providing information on consumption almost in real time. In this way, energy costs can be better controlled.

By including this equipment in the network, it is also possible to make customers aware of the use of energy so that they can modify their consumption habits. On the other hand, the impetus behind smart grid technologies is to enable the grid to use electricity more efficiently, and potentially eliminate the need to build new power plants to meet growing demand. If a more controlled use of existing resources is achieved, there will be no need to install these new facilities.

Agradecimientos

En primer lugar a mi compañero de viajes, Asier. Por todas las tardes en las que te decía que no iba a poder con ello y tú me empujabas a seguir adelante.
Gracias por apoyarme y estar ahí siempre.

“Antes compartiría una vida contigo que enfrentarme a todas las edades de este mundo sola”.

Por otra parte, me gustaría agradecer a mi tutor, Jose Lopez por la ayuda y el soporte recibido.

No puedo olvidarme de todos los compañeros que me han acompañado en la carrera y que han hecho que todo fuera más fácil, sobre todo tú, Jesús. Por tu fuente inagotable de entusiasmo y aliento.

Este proyecto va dirigido especialmente a ti, Unax. Porque aunque todavía solamente he podido sentirte dentro de mí, siento que ya te conozco y no puedo vivir sin ti.

Índice

1. Introducción	1
1.1 Contexto y justificación del trabajo	1
1.2 Objetivos del Trabajo.....	1
1.3 Enfoque y método seguido.....	2
1.4 Planificación del Trabajo	4
1.5 Breve resumen de productos obtenidos	6
1.6 Breve descripción de los otros capítulos de la memoria.....	6
2. Introducción a las redes inteligentes	8
2.1 La tecnología PRIME.....	13
2.1.1 La tecnología PLC al servicio de la Baja Tensión	13
2.1.2 PRIME como tecnología elegida	14
a. Introducción.....	14
b. Los estándares para los sistemas PLC de banda estrecha	14
c. IEC	15
d. LONWorks (ANSI/EIA/CEA 709)	16
e. Konnex (KNX, EN 50090)	16
f. Sistemas comerciales PLC	17
g. PRIME.....	17
i. Que es PRIME	17
ii. Arquitectura y conceptos del sistema.....	17
iii. Arquitectura del sistema PRIME	18
iv. Concepto de autoconfiguración de red	18
v. La creación de la subred PRIME.....	19
vi. Capa física en PRIME. Capa PHY	20
vii. Capa de control de acceso al medio en PRIME. Capa MAC ..	22
viii. Formato de unidad de paquete de datos. MAC PDU (Packet Data Unit)	22
ix. El Nodo Base como organizador.....	22
x. Paquetes de control de la capa MAC.....	23
xi. Retransmisiones	23
xii. Seguridad.....	24
xiii. Configuración de red óptima.....	24
xiv. Capa de convergencia	24
2.2 El protocolo DLMS	25
2.3 La tecnología ZigBee.....	28
2.4 Estado del arte de las tecnologías para el soporte para las redes domésticas	30
2.4.1 Situación actual en España	30
2.4.2 Despliegue de IHD en Reino Unido	32
2.4.3 Otros casos	33
3. Definición de casos de uso	35
3.1 Topologías de instalación.....	35
3.1.1 Vivienda unifamiliar	35
3.1.2 Unidad de vivienda múltiple	36
3.2 Tipos de IHD	36

3.3 Tipos de flujo de información enviados a la pantalla de visualización de datos del cliente	37
3.4 Tipo de información que se muestra en la pantalla de visualización de datos del cliente	37
3.4.1 Consumo de energía	37
3.4.2 Informes de anomalías	37
3.4.3 Visualización de información útil de contrato y tarifas	38
3.5. Seguridad	38
4. Requerimientos del sistema	39
4.1 Requerimientos funcionales	39
5. Posibles arquitecturas del sistema	41
6. Condicionantes técnicos	42
6.1. Desafíos técnicos	42
6.1.1 Nuevos tipos de Nodos de Servicio	42
6.1.2 Transacción de datos localizada entre dos Nodos de Servicio	42
6.2. Posibles soluciones a los desafíos técnicos.....	44
6.3. Impacto en infraestructura existente.....	44
7. Solución propuesta	45
7.1. Validación de la solución	45
8. Conclusiones y siguientes pasos	47
9. Glosario	49
10. Bibliografía	51

Lista de figuras y tablas

Figura 1. Planificación detallada	5
Figura 2. Red eléctrica de distribución de BT	10
Figura 3. Esquema básico de la arquitectura de los sistemas de medida inteligente, con combinación de redes privadas y públicas	10
Figura 4. Bandas de frecuencia en el entorno de los kHz	15
Figura 5. Máquina de estados de un Nodo de Servicio (NS) PRIME	19
Figura 6. Direccionamiento y topología en una red PRIME	20
Figura 7. Estructura de una Physical Layer Protocol Data Unit (PPDU).	21
Figura 8. Pila de protocolos DLMS/COSEM [20]	26
Figura 9. . Pila de protocolos DLMS/COSEM sobre PRIME [20]	27
Figura 10. Esquema de la arquitectura de ZigBee [19]	28
Figura 11. Tipos de topología ZigBee	29
Figura 12. Contador instalado fuera de la casa con fácil acceso.	35
Figura 13. Grupo de contadores eléctricos en una ubicación común.	36
Figura 19. Zonas de cobertura de los dispositivos	43
Figura 20. Comunicaciones directas entre nodos	44
Figura 21. Comunicación directa mediante un switch común	44
Tabla 1. Correspondencia entre entregables y paquetes de trabajo	4
Tabla 2. Soluciones comerciales de PLC en banda estrecha EN50065	17
Tabla 3. Velocidad bruta en capa física	21
Tabla 4. Paquetes de control PRIME	23
Tabla 6. Validación de tiempos de actualización	46

1. Introducción

1.1 Contexto y justificación del trabajo

En España los despliegues de red inteligente son ya una realidad. Esto ha sido consecuencia de la disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007 de 28 de diciembre de 2007 en la que se establece que todos los contadores de energía eléctrica asociados a suministros con una potencia contratada de hasta 15kW debían ser sustituidos por equipos telegestionados y que permitieran la discriminación horaria, todo ello antes del 31 de diciembre de 2018. Esto permite actualmente la lectura remota (registros, perfiles de carga...) de los contadores instalados al menos una vez al día.

Sin embargo, la demanda continua de mejora del servicio obligará a las empresas eléctricas a ofrecer un servicio que vaya más allá de la simple lectura de los contadores. Con unos clientes cada vez más exigentes y con la filosofía de vida en la que la comunicación, la informática, las redes sociales y, por tanto, la cultura de la inmediatez se han instalado en la vida cotidiana, el disponer de datos de consumo actualizados casi a tiempo real se convierte en una necesidad para todos los consumidores de energía.

Con el fin de saciar esta necesidad de consumo de datos, varias son las soluciones que se han presentado para ser utilizadas en el ámbito de las redes HAN.

En este contexto, en este TFM intenta dar solución a esa falta de información del usuario diseñando para ello un producto que se pueda ofrecer desde la empresa eléctrica y permita la visualización del consumo de electricidad de los clientes mediante el uso de pantallas instaladas en sus casas. Estas pantallas permitirán modificar los hábitos de consumo y ayudar a la concienciación de la sociedad con el consumo responsable y el cuidado al medio ambiente.

1.2 Objetivos del Trabajo

El presente trabajo tiene como objetivo diseñar un producto que permita a los clientes visualizar su consumo de energía eléctrica desde sus hogares.

Para ello, se establecen unos objetivos secundarios que habrá que ir cumpliendo a lo largo de la consecución del proyecto:

- Análisis del estado del arte de los despliegues en diferentes países y las tecnologías que se utilizan en las redes inteligentes a día de hoy así como ejemplos de proyectos ya implementados.
- Definición de los casos de uso, teniendo en cuenta la arquitectura de redes inteligentes existente y el impacto que estos casos de uso puedan tener en la misma.

- Definición de los requerimientos que deberá cumplir el producto final. La información que presentará la pantalla de visualización de datos así como las operaciones permitidas en el mismo.
- Definición del canal de comunicaciones que se utilizará a lo largo de toda la solución. Tanto entre el contador inteligente y el In-Home Display como con el sistema.
- El diseño del hardware necesario para el producto final. Tanto el que se instalará en la casa del usuario final como los cambios en los contadores y elementos intermedios en caso de que la solución final lo requiera.
- Estudio del impacto en la infraestructura existente así como la integración con los contadores inteligentes existentes que utilizan el protocolo PRIME.
- Definición y análisis de la solución basándonos en la información recopilada en los puntos anteriores.

1.3 Enfoque y método seguido

Tal y como se ha comentado a lo largo del documento, existen dos líneas de trabajo claras para la implementación de una solución IHD en España:

- Utilizar soluciones maduras y probadas en el mercado como es el caso de la solución ZigBee que se utiliza en UK.
- Utilizar una solución diseñada desde cero y que se amolde a las necesidades concretas de la normativa y del país.

Se ha optado por llevar a cabo la segunda estrategia. Mediante el uso de una solución basada en radio, habría que invertir en infraestructura para el servicio y amoldarnos a lo existente. Se podría adaptar la solución para que cumpliera con los requerimientos aquí definidos pero seguiría teniendo un alto coste de implantación debido a la necesidad de instalación de nueva infraestructura que soporte el sistema.

Sin embargo, si se desarrolla un producto nuevo, se podrá partir de la infraestructura ya desplegada y dotar así de comunicaciones vía PLC a la solución. Además se dispone de control total para desarrollar una solución 100% personalizada y a menor coste.

Cabe destacar además, que, teniendo control total sobre la definición de la solución, se podrán aplicar las políticas de ciberseguridad de una forma más natural y los datos podrán ser tratados con mayor garantía.

Respecto al método seguido, este TFM se ha desarrollado siguiendo el ciclo de vida clásico o en cascada ya que las etapas se llevan a cabo una detrás de otra de forma lineal. Se ha podido seguir este método ya que los requisitos y casos de uso fueron definidos al comienzo del proyecto y no iban a variar a lo largo del mismo por lo que no hacía falta una retroalimentación en el proceso. Si hubiera que realizar algún cambio en el diseño inicial del proyecto, este método no sería válido ya que resultaría muy complicado alterar el diseño del proyecto en cualquiera de las etapas.

Mediante el uso de este método, se consigue estimar calendarios y presupuestos con mayor precisión y disponer de todo el proceso documentado y planificado desde el inicio. Todo ello facilita la gestión del proyecto.

Este método se define mediante las siguientes etapas [16]:

- **Análisis de requerimientos:** Todos los posibles requisitos del sistema a desarrollar se capturan en esta fase y se documentan en un documento de especificación de requisitos
- **Diseño del sistema:** En esta fase se estudian las especificaciones de requisitos de la primera fase y se prepara el diseño del sistema. Este diseño de sistema ayuda a especificar los requisitos de hardware y sistema y ayuda a definir la arquitectura general del sistema.
- **Implementación:** Implementación de la solución basándonos en las dos fases anteriores.
- **Integración y pruebas:** Todas las unidades desarrolladas en la fase de implementación se integran en un sistema después de probar cada unidad. Después de la integración, se comprueba que todo el sistema no tenga fallos ni averías.
- **Desarrollo:** Una vez realizadas las pruebas funcionales y no funcionales, el producto se implementa en el entorno del cliente o se lanza al mercado.
- **Mantenimiento:** En esta fase se solucionan los posibles problemas que puedan surgir una vez desarrollada la solución en el entorno del cliente.

Debido al tiempo limitado de desarrollo del TFM, los últimos cuatro puntos quedan fuera del alcance del proyecto y podrán ser implementados en un futuro.

1.4 Planificación del Trabajo

La planificación del trabajo se ha definido en base a los diferentes entregables ya establecidos en el plan docente. Para ello, se han definido diferentes paquetes de trabajo y se ha estructurado de forma que coincidan con los entregables establecidos. La Tabla 1 muestra la relación entre ambos.

Tabla 1. Correspondencia entre entregables y paquetes de trabajo

Entregables TFM	Paquetes de trabajo	Fecha
PEC 1: Planificación del trabajo	Planificación inicial y plan de trabajo del TFM	06/03/2019
PEC 2: Primer entregable	Análisis del estado del arte: despliegues IHD	24/04/2019
	Definición de casos de uso para el IHD	
	Definición de posibles arquitecturas del sistema	
PEC 3: Segundo entregable	Análisis de los condicionantes técnicos	22/05/2019
	Definición de la solución	
	Definición de pruebas de validación	
Entrega de la memoria final	Valoración y conclusiones del proyecto	09/06/2019
	Elaboración de la memoria final	
Entrega de la presentación	Elaboración de la presentación	16/06/2019
Inicio del Tribunal	Defensa del TFM	17/06/2019
Final del Tribunal		23/06/2019

A continuación en la Figura 1 se muestra un diagrama de Gantt actualizado con los hitos más importantes que se han llevado a cabo dentro del proyecto.

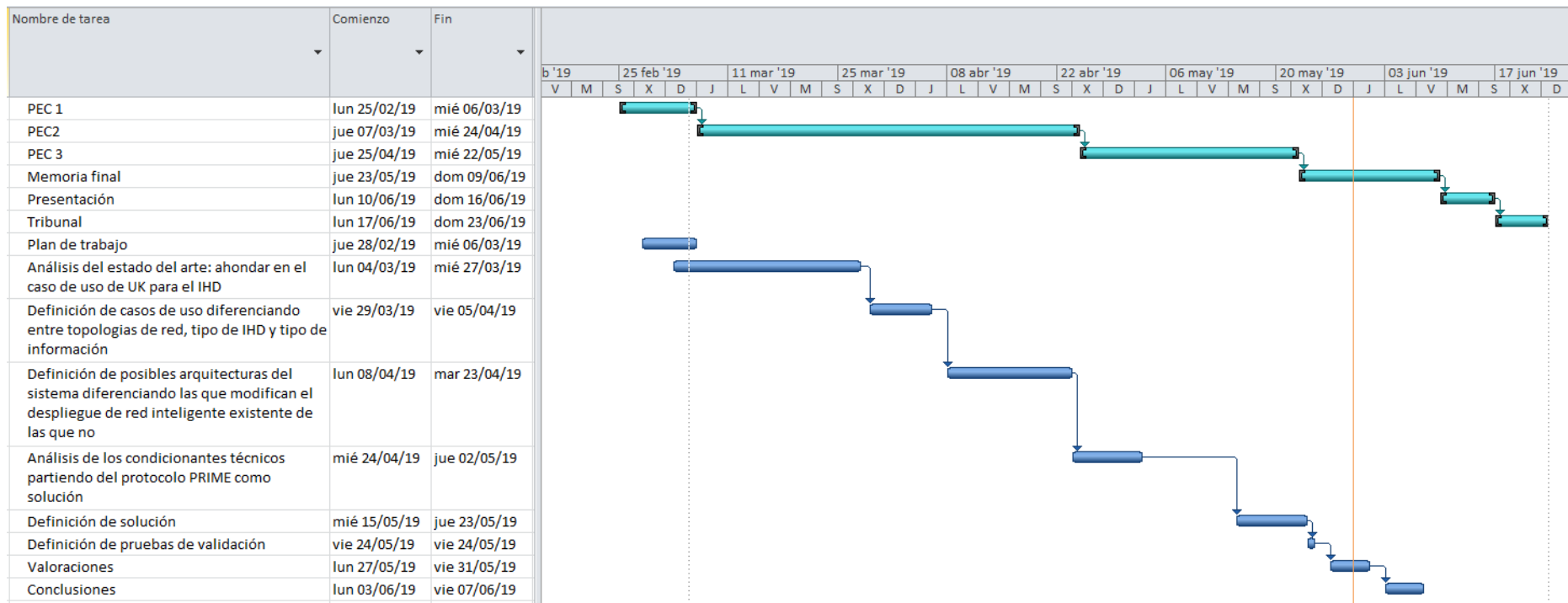


Figura 1. Planificación detallada

1.5 Breve resumen de productos obtenidos

El presente proyecto contiene los siguientes entregables:

- Análisis del estado actual de los despliegues de IHD en el mundo.
- Definición de casos de uso existentes para la instalación de los IHD.
- Diseño teórico de la solución propuesta basada en las soluciones de tecnologías existentes en las redes inteligentes desplegadas.
- Arquitectura teórica de la solución propuesta y su posible implementabilidad.

Se espera disponer de un diseño que se pueda implementar y realizar pruebas de laboratorio y de campo para validar dicho diseño. La solución deberá cumplir con los requerimientos impuestos y casos de uso que se definirán a lo largo del documento.

Por tanto, con este proyecto se pretende definir la solución completa para la instalación de un IHD que pueda ser actualizada y sea soportada por el despliegue de red inteligente disponible.

1.6 Breve descripción de los otros capítulos de la memoria

La memoria del proyecto se organiza en los siguientes apartados:

- **Capítulo 2: Introducción a las redes inteligentes:** Se realiza una introducción al concepto de redes inteligentes y a las tecnologías que se utilizan para la comunicación de este tipo de redes. Además se hace un análisis del estado del arte de los diferentes despliegues y estudios realizados alrededor del IHD en Europa y el mundo.
- **Capítulo 3: Definición de casos de uso:** Se presentan los diferentes casos de uso. Se enumeran diferentes configuraciones, escenarios de uso, para que se pueda obtener una visión compuesta de lo que se necesitaría para satisfacer las necesidades de un escenario concreto.
- **Capítulo 4: Requerimientos del sistema.** Se indican los requisitos detallados del sistema, contenido de datos y tiempo de actualización de la información etc. con el fin de definir las características que deberá cumplir la solución propuesta y así cumplir con los objetivos marcados en el apartado 1.2.
- **Capítulo 5: Posibles arquitecturas del sistema.** Basado en los requisitos del capítulo 4, esta sección presenta un estudio tomando como base varias posibles arquitecturas para el sistema. Para comenzar, se plantearán dos escenarios: aquellas soluciones que requieran de un cambio en el hardware de los contadores inteligentes existentes y aquellas que reutilicen los equipos. A continuación, se discutirán y evaluarán las diferentes opciones técnicas disponibles en función de estos dos escenarios.

- **Capítulo 6: Condicionantes técnicos.** Una vez que se han propuesto varias arquitecturas, se analizan todos los posibles condicionantes técnicos que se pueden dar en función de la solución propuesta. Se hará especial hincapié en analizar el posible impacto que pueda tener la implantación de dicha solución en una infraestructura de contadores ya desplegada. Además, se compararán las arquitecturas para cada caso de uso presentado en el apartado 3.
- **Capítulo 7: Solución propuesta.** Una vez realizados los análisis, se presenta la solución con mayor coste / beneficio y que mejor encaje para la arquitectura técnica de la solución. Se detallan y especifican todos los elementos que forman parte de la solución propuesta.
- **Capítulo 8: Conclusiones y siguientes pasos.** Para finalizar, además de presentar las conclusiones del proyecto, en este capítulo se proponen los siguientes pasos para desarrollar el prototipo y realizar las pruebas necesarias para su validación. De esta forma se allanará el camino a una posible prueba de campo a gran escala y a la implementación de la solución.

2. Introducción a las redes inteligentes

La conocida como red eléctrica inteligente (en inglés, “Smart Grid”) es probablemente la mayor revolución conceptual que ha sufrido la red eléctrica, principalmente la de distribución, en las últimas décadas.

Aunque no hay consenso sobre una definición única para la red inteligente, en todas las propuestas existen elementos comunes que nos indican que la red inteligente se basa en la aplicación de la suma de los avances recientes en la electrónica y las tecnologías de la información (telecomunicaciones y sistemas de información) sobre la infraestructura eléctrica de distribución, para lograr una mejora en el suministro eléctrico en su conjunto, con elementos tales como la automatización y remotización de las operaciones sobre la red, la introducción de mediciones accesibles en remoto de los elementos de infraestructura, el mejor ajuste entre la generación de energía y su consumo, la optimización de los tiempos de reacción ante imprevistos, y la mejora de la gestión de las pérdidas técnicas de la red.

La diversidad de definiciones existentes sobre la red inteligente atiende de un lado a los diferentes tipos de mejoras que la electrónica y las TIC's pueden añadir a la red eléctrica, así como a los distintos tipos de acercamientos en la evolución hacia la red inteligente que las diferentes empresas eléctricas puedan tener. De un lado, el grado de penetración de este tipo de avances es muy diferente en según qué empresa eléctrica, y de otro, los condicionantes regulatorios establecen marcadas diferencias en los distintos países y continentes, y estas se traducirán en que las “fases” en las que el avance hacia la red inteligente pueda traducirse en las diferentes empresas, sean diferentes.

Dentro de este marco, en España se están desplegando contadores inteligentes en cada punto de suministro de la red de distribución en España. Estos contadores usan PLC (Power Line Communications) para establecer comunicaciones con los sistemas centrales y enviar datos de medición, recibir órdenes, etc.

Las comunicaciones por el cable de la luz, más conocidas como PLC o Power Line Communications no son nuevas para las empresas eléctricas. Desde los sistemas en banda estrecha en largos recorridos (las decenas de km en sistemas de los años 60 que perduran en nuestros días), hasta los primeros sistemas PLC en la red de BT para lectura remota de contadores (velocidades máximas de 2.400 bps), pasando por la tecnología PLC de banda ancha para solucionar la fractura digital, y acompañar a las aplicaciones in-home.

Las tecnologías PLC usan las líneas eléctricas que nunca fueron pensadas para el despliegue de soluciones de comunicaciones. Y más aún, los emplazamientos que pueden alojar equipos de comunicaciones relacionados con esta tecnología, tampoco son adecuados para el despliegue de soluciones no solo de telecomunicaciones sino electrónicas en general.

Las soluciones de comunicaciones PLC basadas en estándares eran en la práctica inexistentes cuando aparecieron en España las disposiciones que

obligaban a la implantación de los sistemas de telegestión. A esta situación se unen las diferencias evolutivas en las redes eléctricas (infraestructura de soporte de las comunicaciones PLC), así como el escaso conocimiento y documentación de los resultados de la aplicación práctica de las tecnologías PLC sobre redes reales bien caracterizadas. Esta circunstancia motiva que el proceso de diseño de los sistemas PLC sea un reto por no contar con información pública de las redes y su caracterización para las comunicaciones. Y de la misma manera, el despliegue y control en campo de las mismas, tampoco cuenta con referencias aplicables.

En el contexto anterior, se enmarca la tecnología PRIME [10]. La tecnología PRIME define las capas inferiores de un sistema abierto y libre de derechos de propiedad intelectual orientado a la comunicación PLC con multiplexación OFDM en la banda CENELEC A. Este sistema de comunicaciones permite desarrollar una infraestructura de medida avanzada para la telegestión de contadores de carácter pública, abierta y estándar. PRIME se incorpora a un nuevo modelo de arquitectura de comunicaciones pública, abierta y no propietaria, que ofrece soporte a las nuevas funcionalidades de telegestión de contadores, y permite avanzar en la construcción de las redes eléctricas del futuro Smart Grids. Esta tecnología se explica en detalle en la sección 2.1 de este documento.

Por otro lado, la infraestructura existente para el servicio eléctrico en las ciudades comienza en una red conocida como de MT (Media Tensión, 20 o 13 kV generalmente) que uniendo los diferentes Centros de Transformación (CT's) transporta la energía generada, capilarmente dentro de los núcleos de población. Desde estos CT's, donde se encuentran los transformadores de MT a BT (380 V), la energía se reparte a los diferentes edificios y hogares con una topología de tipo árbol (bus), donde todos los clientes comparten un medio físico. La Figura 2 muestra un escenario de distribución en BT.

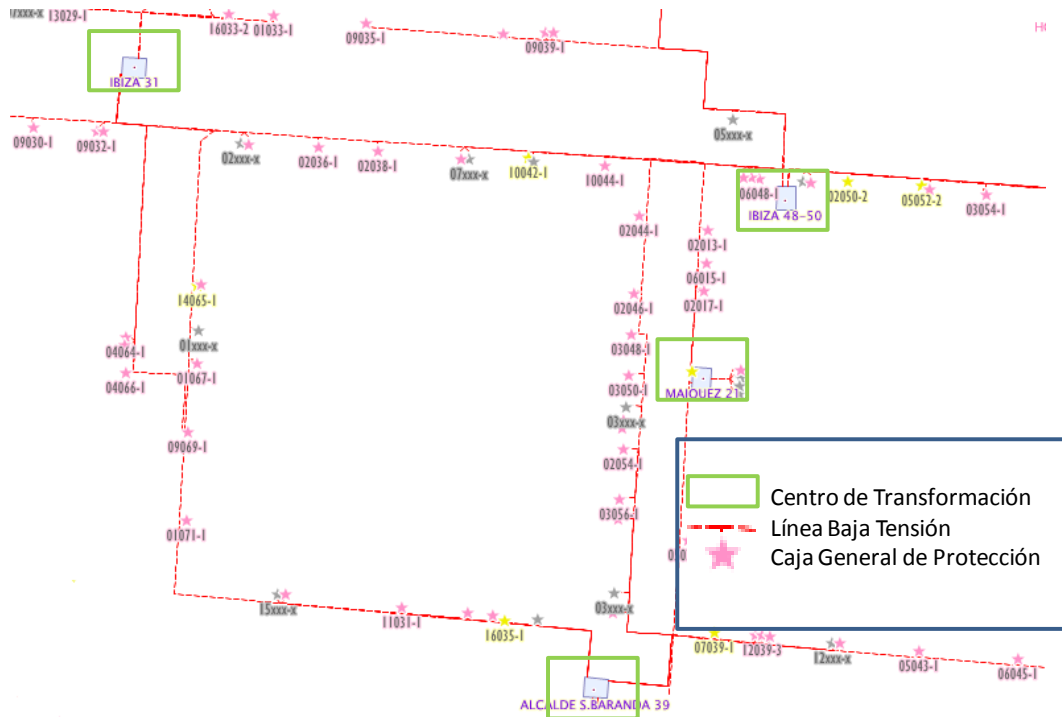


Figura 2. Red eléctrica de distribución de BT

La Figura 3 representa esquemáticamente y a alto nivel el sistema de telegestión desde los CT's como puntos de acceso agregado a los puntos de suministro, donde se sitúan los contadores. La tecnología PLC PRIME (PowerLine Intelligent Metering Evolution) objeto de este proyecto se despliega en los CT's y los contadores, sobre el medio de comunicaciones en que se transforma la red eléctrica de BT [1].

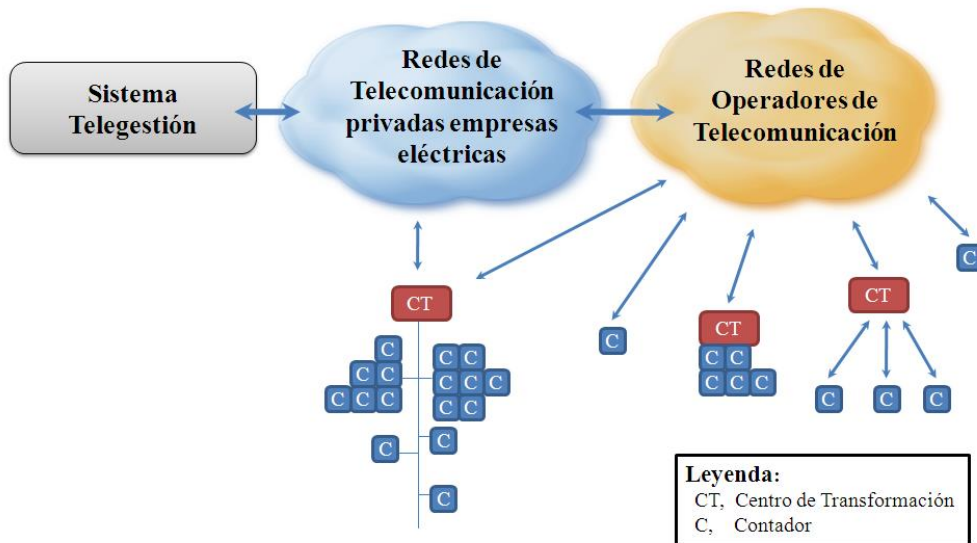


Figura 3. Esquema básico de la arquitectura de los sistemas de medida inteligente, con combinación de redes privadas y públicas

Los requerimientos que son de aplicación a los contadores y a la tecnología de comunicaciones que los une a los sistemas de lectura y gestión de contadores (telegestión) son enunciados a continuación:

- Bajos costes de despliegue e instalación. A pesar de la inevitable modificación de los procesos y procedimientos de instalación de contadores eléctricos, debido a la introducción de las nuevas tecnologías, es deseable que los estándares de operación actuales se vean modificados lo mínimo posible para que los contadores sean desplegados y mantenidos por el personal que en la actualidad gestiona los contadores eléctricos.
- Baja necesidad de mantenimiento. Las funcionalidades de los contadores serán variables en su periodo de vida. Por ello, es probable que el firmware de los dispositivos precise ser actualizado a lo largo de la vida útil de los mismos (nuevas prestaciones, parches para la resolución de “bugs”, seguridad mejorada, etc.). Este firmware debe poder ser actualizado remotamente para minimizar las actuaciones locales en millones de contadores. Asimismo, debería considerarse la viabilidad de un diseño modular de los dispositivos de medida para garantizar que los elementos individuales sean reemplazables sin necesidad de reemplazar el conjunto, con el consiguiente ahorro en el mantenimiento; sin embargo, esta posibilidad debería tener en cuenta los diferentes costes de los dispositivos con una u otra estrategia.
- Gran fiabilidad y larga vida útil. Los contadores y las tecnologías de comunicaciones que se integren en las redes de medida inteligente deben estar preparados para amortizarse en periodos de entre 10 y 20 años, sin necesidad de mantenimiento o sustitución de componentes. El diseño de los dispositivos debe ser, por tanto, industrial y fiable, soportando condiciones exigentes de impacto, corrosión, temperatura, vibración, humedad y campos electromagnéticos, entre otras.
- Interoperabilidad. Es fundamental para disminuir los costes de las soluciones, que las soluciones sigan estándares, para poder intercambiar indistintamente elementos de unos fabricantes con otros.
- Costes ajustados. Las tecnologías que se integran en los sistemas de medida inteligente, se despliegan en millones de ubicaciones (los contadores serán al menos tantos como los puntos de suministro) y, por tanto, el control de los costes de estos dispositivos es muy importante para el control de los costes totales del sistema.
- Seguridad. En sistemas en los que se produce un intercambio de datos sensibles, así como comandos de control, hay una necesidad evidente de garantizar la privacidad de los datos, su integridad, así como la autenticación de los agentes implicados.
- Bajo consumo de potencia. Estos dispositivos forman parte del consumo atribuido a los consumidores, y por ello este consumo de energía debe

minimizarse para garantizar unas bajas pérdidas técnicas de los millones de puntos de consumo en que se despliegan.

- Soporte para las redes domésticas (Home Area Networks, HAN). La prolongación de las redes de contadores inteligentes en el ámbito de las redes domésticas de los usuarios, es una parte imprescindible en el desarrollo avanzado de las redes de medida hacia las redes inteligentes que involucren a los consumidores. Las tecnologías de comunicaciones utilizadas deben ser capaces de prolongarse e integrarse en las comunicaciones para la gestión de los dispositivos del entorno doméstico.

Con el fin de cumplir con éste último requerimiento, a lo largo del proyecto se analiza la posibilidad de incluir un dispositivo llamado In-Home Display que formará parte de esa red HAN mencionada y permitirá la visualización del consumo de energía a los clientes que hagan uso de este dispositivo. Existen varias investigaciones realizadas sobre las preferencias del cliente para determinar qué características debería tener el IHD para que el cliente obtenga una mejor comprensión del ahorro de energía [4], [5] y [6].

Un In-Home Display de ahora en adelante IHD, es un pequeño dispositivo eléctrico con pantalla táctil. Se combina con un contador inteligente para proporcionar todo tipo de datos sobre el consumo de energía. El IHD permitirá a los consumidores ver qué energía están utilizando y cuánto está costando en tiempo casi real. La pantalla también puede mostrar información sobre la cantidad de energía utilizada en el último día, semana, mes y año. Esto ayudará a las personas a comprender y controlar su consumo de energía.

Antes de comenzar con el estado del arte, es recomendable explicar más detalladamente los conceptos generales y el funcionamiento de los dos protocolos utilizados para el despliegue de las redes inteligentes en España, con el fin de dotar al lector de conocimientos básicos que hagan más fácil el entendimiento de la solución presentada en este TFM.

Como se ha mencionado en la introducción del documento, todo el despliegue en España se ha realizado utilizando la tecnología PRIME de acceso a los contadores ya mencionada en la introducción del documento y como protocolo de datos, se utiliza el protocolo estándar DLMS definido por la DLMS Alliance [11].

Vamos a hacer por tanto un paréntesis para explicar más detalladamente los conceptos generales y el funcionamiento de ambos protocolos. Aprovecharemos también para dar unas pinceladas sobre el funcionamiento de la tecnología ZigBee [18] ya que es la tecnología más ampliamente utilizada en los diferentes despliegues de redes HAN en el mundo.

2.1 La tecnología PRIME

2.1.1 La tecnología PLC al servicio de la Baja Tensión

PLC es una de las tecnologías preferidas y más adecuadas para la operación de redes de medida inteligente. Aunque se pueden utilizar otras tecnologías de comunicaciones para los sistemas de medida, estas carecen de las ventajas que el PLC ofrece de forma intrínseca.

El PLC se basa en las comunicaciones a través del cable eléctrico, y muchas de sus ventajas se derivan de esta circunstancia. Las técnicas PLC tienen una larga tradición e historia en las empresas eléctricas, pero no ha sido hasta tiempos recientes en que con la llegada de tecnologías PLC de banda estrecha en banda CENELEC A, abiertas y libres de costes asociados a derechos de propiedad intelectual, con amplio soporte, aceptación extendida, asumibles en costes, desplegables en campo de forma “plug&play”, así como desplegadas de forma amplia dentro de un ecosistema que proporciona elementos de sistema extremo a extremo, las tecnologías PLC se han convertido en una realidad masiva para las redes de medida inteligentes.

La tecnología PRIME es el ejemplo paradigmático de esta circunstancia, y la primera red a nivel mundial en que PRIME ha sido una realidad se ha desplegado en España. PRIME ha sido objeto de estandarización en ITU, así como en IEEE. CENELEC dispone también de las especificaciones técnicas para PRIME como la referencia CLC/TS 50567-1, que recoge el esfuerzo realizado en el proyecto Open Meter, y previsiblemente el IEC considerará todos estos resultados para la estandarización a nivel mundial de la tecnología. Las especificaciones de esta tecnología se actualizan desde la Alianza PRIME [21].

Y es que una de las grandes ventajas de las tecnologías PLC es su integración en la propia red eléctrica, no solamente por la eficiencia en costes, sino por la oportunidad que esto supone para avanzar en la implantación de los sistemas de red inteligente. En efecto, PRIME es un sistema de comunicaciones en tiempo real, y que como tal puede ofrecer un análisis en tiempo real de las circunstancias de la red de BT. Este análisis en tiempo real debería poder permitir la optimización de la operación de red por medio de la localización de las conexiones de los puntos de suministro en los CT's. Aplicaciones inmediatas de esta posibilidad son la detección rápida de faltas en la red de distribución de BT, el control de tensión, la detección del fraude en la medida, y en general la monitorización de la red de BT con capacidades lo más próximas posibles a las presentes en otros niveles de tensión.

2.1.2 PRIME como tecnología elegida

a. Introducción

Los desarrollos de los sistemas de medida inteligente se han encontrado tradicionalmente con un conjunto de dificultades que han condicionado su implantación:

- Ausencia de estándares, y por tanto de interoperabilidad. Dentro de los sistemas disponibles comercialmente hay una ausencia probada de interoperabilidad, tanto en lo que se refiere a las soluciones no PLC, como a las establecidas en base a PLC. De esta manera, un concentrador es incapaz de comunicarse con un contador, a menos que ambos provengan del mismo suministrador. Esta situación se complica mucho más si tenemos en cuenta que las soluciones tecnológicas están protegidas por derechos de la propiedad intelectual (IPR, Intellectual Property Rights), y esto condiciona la aparición de competencia efectiva en el mercado, con la consiguiente limitación que esto supone en términos económicos.
- Limitaciones tecnológicas. Las actuales tecnologías tienen limitaciones en términos de prestaciones de caudal y retardo, así como en términos de coste y consumo de potencia (PLC de banda ancha). Los actuales desarrollos en el ámbito de la electrónica y la capacidad de procesamiento (técnicas de modulación, por ejemplo), permiten superar estos obstáculos.
- Dificultad en encontrar una justificación económica para el paso de la lectura manual a una lectura automatizada y remota. Los ahorros obtenidos por el reemplazo de los contadores medibles manualmente, por otros que permitan ahorrar costes de personal en la medida, no permiten por sí solos justificar las inversiones. Será la combinación de aplicaciones tales como la gestión de la demanda (“demand side management”), la automatización de la distribución (“distribution automation”), gestión de las desconexiones (“outage management”), la reducción del consumo energético (“reduction of energy usage”), la disminución de las pérdidas técnicas en la red (“decrease of network losses”), y la compensación local por medio del control de las cargas y la generación (“local balancing by load and generation control”) los que ayuden a consolidar los planes de negocio que permitan que los sistemas de lectura inteligente se implanten sin necesidad de mandatos de los Gobiernos.

b. Los estándares para los sistemas PLC de banda estrecha

El PLC de banda ancha, del que en España hemos visto diferentes lanzamientos comerciales por parte de empresas eléctrica, no parece la mejor solución para la medida masiva en un entorno de competencia directa con tecnologías de acceso clásicas como el ADSL y las redes HFC. De un lado está la inadecuación de los anchos de banda necesarios ya que las velocidades en capa física del entorno de los 200 Mbps exceden en varios órdenes de magnitud las velocidades precisas para la transmisión de medidas de contadores (unos cuantos bytes por usuario, una o varias veces al día). De

otro, y aunque no nos importara sobredimensionar nuestra red de acceso, el precio y la facilidad de despliegue (“plug&play”) son aspectos clave en el despliegue de una tecnología de comunicaciones en el acceso para alcanzar de modo ubicuo los millones de contadores de la empresa eléctrica; si los costes de los contadores electromecánicos convencionales se encuentran en el entorno de los 10 €, esta cifra no se aproxima (al menos un orden de magnitud) al coste de un módem PLC de banda ancha, con su despliegue de red asociado.

La utilización de la banda estrecha asociada al PLC en la comunicación entre la empresa y sus clientes ha sido superior en Europa que en Estados Unidos debido a la mayor concentración de usuarios por transformador (el transformador es el elemento clave del CT). Esta es una de las razones por las que los estándares internacionales a este respecto tienen mayoritariamente un origen europeo. En cualquiera de los casos, si bien en EEUU la FCC permite la utilización de frecuencias por debajo de los 540 kHz, CENELEC define para Europa las bandas mostradas en la Figura 4. La banda para el uso exclusivo de las eléctricas es la de rango 3 a 95 kHz (*“Band 3 kHz up to 95 kHz. Frequencies in this band shall only be used for applications for monitoring or controlling the low-voltage distribution network, including Energy usage of connected equipment and premises. Note: A typical example of an application in this band would be metering communications”*).

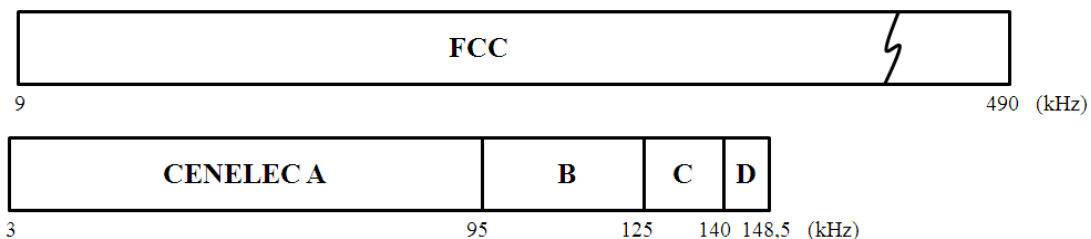


Figura 4. Bandas de frecuencia en el entorno de los kHz

c. IEC

El estándar para la industria de las “utilities” es el IEC 61334-5. El IEC 61334-5 es una familia de estándares PLC que definen mecanismos fiables para la transmisión de datos en un sistema de distribución. Cada uno de los documentos contenidos define un esquema de modulación diferente:

- IEC 61334-5-1 define la transmisión de símbolos binarios utilizando S-FSK (FSK de gran separación espacial).
- IEC 61334-5-2 define la transmisión de datos con FSK estándar.
- IEC 61334-5-3 define la transmisión utilizando una técnica de espectro expandido de banda adaptativa (SS-AW, spread-spectrum adaptive waveband).
- IEC 61334-5-4 define la transmisión de datos mediante Orthogonal Frequency Division Multiplexing (OFDM).

- IEC 61334-5-5 define la transmisión con espectro expandido de salto de frecuencia rápido (SS-FH, spread-spectrum fast frequency-hopping). Se envían símbolos de M bits, mediante un número 2M de ráfagas de portadora secuenciales. Este estándar proporciona una alta inmunidad al ruido de banda estrecha cambiante

IEC 61334-5-1 ha sido desplegado con una cierta profundidad en Francia, Suecia y Noruega, dentro del denominado PLAN (Power Line Automation Network), junto con parte de los estándares IEC 61334-4 que condujeron al DLMS (Device Language Message Specification). En estos sistemas, IEC 61334-5 proporciona la parte de control de acceso al medio (MAC) de la capa de enlace de datos (Data Link layer), y generalmente se usa con la subcapa de control de enlace lógico IEC 61334-4-32

d. LONWorks (ANSI/EIA/CEA 709)

La EIA (Electronic Industries Alliance) y la CEA (Consumer Electronics Association) han apoyado un protocolo muy popular creado por Echelon para la automatización industrial y de edificios. Este protocolo fue conocido originalmente como LONTalk, y se le conoce ahora como LONWorks (LON significa Local Operating Network). LONWorks, entre otros, es un estándar ANSI y tiene 4 partes, una referida al protocolo de control de red (EIA 709.1-B del año 2002), y otras 3 cada una referida a un medio físico. La conocida como EIA 709.2 es la asociada a PLC (Power Line Carrier Physical Layer). Existen otras partes, pero no han sido recogidas como estándar ANSI.

e. Konnex (KNX, EN 50090)

KNX, promovido por la Konnex Association, es un estándar europeo para la automatización doméstica y de la edificación. KNX evolucionó desde el trabajo de otras tres organizaciones tratando de armonizar tres protocolos anteriores:

- BatiBUS Club International (BCI).
- European Installation Bus Association (EIBA).
- European Home Systems Association (EHSA).

La pila de protocolos se toma de EIBA. Se permiten los medios físicos soportados por los otros dos estándares, y pueden coexistir aunque puedan no interoperar con el estándar.

La versión de Konnex estandarizada como EN 50090 en 2003, incluye especificaciones para funcionar sobre pares trenzados o PLC, con velocidades máximas de 9.600 y 2.400 bps respectivamente. La opción PLC utiliza una portadora de 110 o 132 kHz.

f. Sistemas comerciales PLC

Existen diferentes sistemas comerciales capaces de enviar señales PLC en la banda CENELEC. Todos ellos se caracterizan por no estar a la altura de las expectativas de las empresas de distribución de electricidad en cuanto a rendimiento. La Tabla 2 resume las características de los más representativos.

Tabla 2. Soluciones comerciales de PLC en banda estrecha EN50065

	Echelon	On Semiconductor	STMicro	Yitran	Adaptive Networks
Modulación	BPSK	S-FSK	FSK	DCSK	SS
Diversidad de frecuencia	Portadora dual	FSK a ASK	No	Sí	Sí
Velocidad binaria máxima bruta	3.600	1.200	4.800	2.500	4.800
Implementación de capas superiores	Sí	Sí	No	Sí	N.A.

g. PRIME

i. *Que es PRIME*

El proyecto PowerLine Intelligent Metering Evolution (PRIME) tiene su origen en 2006 con la intención de promover un sistema abierto y libre de patentes que permita la definición de la capa física y la capa de control de acceso (MAC), junto con la definición de ciertas capas de convergencia para la transmisión de datos usando PLC de banda estrecha en la banda CENELEC A (de 3 a 95 kHz) en la red de BT.

El objetivo de PRIME es la gestión automática de contadores. PRIME garantiza la interoperabilidad de los equipos y sistemas de los diferentes proveedores (a través de su programa de certificación) como un medio para impulsar el crecimiento de un nuevo mercado, por lo que en última instancia, todos los participantes se beneficiarán (los operadores de redes, minoristas, fabricantes, y por último pero no menos importante, el usuario final) de estos sistemas de comunicaciones PLC.

La tecnología PRIME, proporciona una red de telecomunicaciones sobre la red eléctrica de BT usando PLC para conectar los contadores eléctricos a los CT's, donde otras tecnologías de telecomunicación permitirán la conexión con los centros de control.

ii. *Arquitectura y conceptos del sistema*

PRIME define la capa física (PHY) y la capa de control de acceso al medio (MAC), y permite mediante la capa de convergencia, la integración con aplicaciones tales como DLMS / COSEM, y cualquier otro sistema que soporte comunicaciones IP. Una de las características principales de PRIME es la autoconfiguración. PRIME define un mecanismo de la capa MAC que permite a

la red autoconfigurarse automáticamente en cada momento, en función de las condiciones instantáneas de la red eléctrica.

iii. Arquitectura del sistema PRIME

Un sistema PRIME está compuesto por subredes, definidas en el contexto de un CT y los dispositivos que dependen eléctricamente del mismo, principalmente los contadores en las aplicaciones de medida. El funcionamiento es similar al de los sistemas GSM, donde las estaciones base - NB's PRIME- cubren áreas inicialmente limitadas a sus clientes alcanzables en BT).

Una subred es un "árbol" con dos tipos de nodos, un Nodo Base (NB) y múltiples Nodos de Servicio (NS's).

El NB se sitúa en la raíz del "árbol" y dirige los recursos y conexiones de la subred. Solo puede haber un NB en una subred, actuando como nodo maestro que proporciona la conectividad a la subred. Este NB está generalmente conectado a la red de BT en el transformador de MT a BT en el CT.

Los nodos que no son NB's, son NS's (las "hojas" y "ramas" del "árbol" se llaman Nodos Terminales y Nodos Switch respectivamente). En las aplicaciones de medida, los NS's son habitualmente módems PLC en los contadores de los consumidores. Estos nodos se autoconfiguran para establecer conectividad con el NB de la red PLC. Un Nodo Terminal es una "hoja" del "árbol", mientras que un Nodo Switch (repetidor) es la base de la conectividad de la subred, mediante los mecanismos de *switching* implementados en la capa 2. Estos mecanismos están basados en una topología de red creada dinámicamente, y repartida a través de los diferentes Nodos Switch, cada uno con un conocimiento limitado de la red a la que da acceso (de esta forma no son necesarias grandes cantidades de memoria en los dispositivos, y en consecuencia su coste es menor).

iv. Concepto de autoconfiguración de red

Los NS's pueden funcionar como Nodos Terminales o Nodos Switch. Conceptualmente los dos son distintos estados del mismo dispositivo electrónico, según se verá más adelante.

El mecanismo implementado en PRIME es consecuencia de la necesidad de tener nodos en el sistema que permitan a los NB's acceder a partes de la red que, por no disponer de una SNR suficiente, no pueden alcanzarlo directamente. Un nodo que no puede comunicar directamente con un NB solo por problemas en la capa física (debido a ruido o interferencias), puede utilizar un Nodo Switch para llegar hasta el NB. Los Nodos Terminales, implementados en dispositivos reales y para aplicaciones de medida, son contadores básicos que deben conectarse al NB. Los Nodos Switch, son simples contadores actuando también como repetidores.

Una de las cualidades más interesantes de esta dualidad de los NS's, es que permite a la red configurarse de forma dinámica y autónoma ("plug&play")

cuando hay cualquier situación en la que un nodo debe ayudar a otro a progresar sus datos hasta el NB. Mediante mensajes de control intercambiados con el NB los diferentes nodos se autoconfiguran como sea necesario para formar toda la red.

v. La creación de la subred PRIME

La capa MAC es la encargada de establecer y mantener la estructura estable de la subred PRIME. Con este objetivo, los NS's se autoconfiguran dinámicamente para acceder a los NB's, o para ayudar a otros NS's a alcanzar al NB.

La inteligencia de la red es el aspecto clave que, dentro de la capa 2 (MAC), define el mecanismo de repetición ("switching") para que la cobertura de la red llegue a todos los NS's. Para esta cobertura completa, todos los NS's disponen de tres estados de funcionamiento: Desconectado, Terminal y Switch (ver Figura 5).

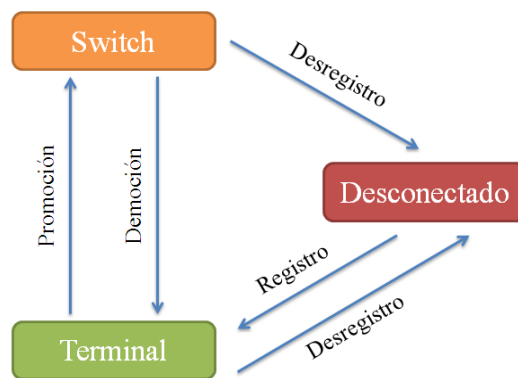


Figura 5. Máquina de estados de un Nodo de Servicio (NS) PRIME

El punto de partida de cada NS es el estado Desconectado, sin registrarse en la red por estar apagado. Desde este estado, aquellos que reciben las balizas enviadas por el NB, directamente, comenzarán el proceso de registro. Este proceso, si termina correctamente, llevará al nodo al estado Terminal. Mientras se encuentre en estado Terminal, un NS puede usar la red PRIME para su propia comunicación. El mecanismo de repetición está diseñado para ayudar a aquellos NS's que no tienen conexión directa con el NB. Estos NS's notificarán su petición de ayuda para alcanzar al NB, provocando la solicitud de promoción de aquellos Nodos Terminales que reciban sus peticiones. Eventualmente, el NB podrá usar su inteligencia de red para seleccionar un Terminal, de entre todos los que se ofrecieron para ayudar, para ser promocionado al estado de Switch, y así ayudar al NB a propagar sus balizas por toda la red. El NS recién promocionado se comportará como un Switch, enviando no solo sus propios paquetes, sino también enviando sus balizas y conmutando (reenviando a nivel 2) los paquetes de NS's que están registrados a través de él.

Los procesos de registro y promoción, están diseñados para construir un árbol de nodos interconectando todos los dispositivos de una subred. Durante la vida

de una subred, la tecnología PRIME adapta la estructura de la red a los cambios en las condiciones de la misma, manteniendo la disponibilidad y estabilidad de las comunicaciones.

El mecanismo de repetición está especificado de forma simple para los NS's, requiriendo poca memoria y procesamiento, con una sobrecarga de datos baja y con un funcionamiento totalmente automático. El mecanismo de repetición puede ser aplicado en cualquier parte de la red PLC.

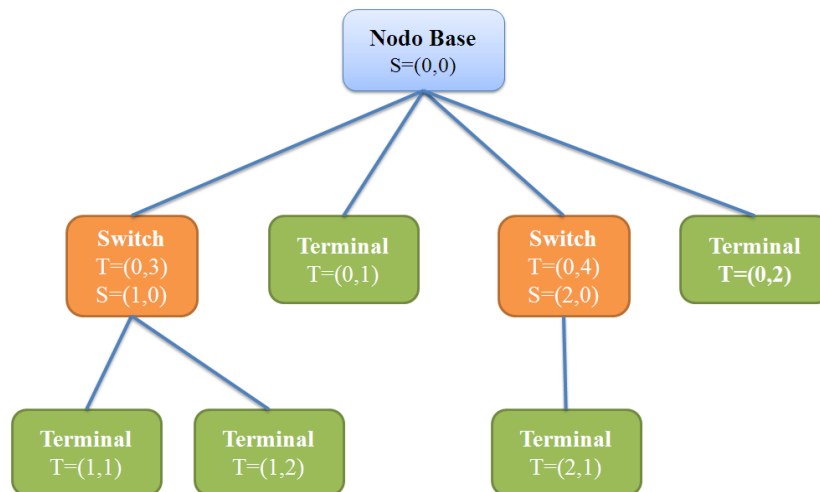


Figura 6. Direccionamiento y topología en una red PRIME

La Figura 6 es un ejemplo de subred PRIME. Los nodos en la figura incluyen un esquema de direccionamiento simplificado, en el que cada nodo tiene dos números, y alguno de ellos dos grupos de números. La idea básica es que un Nodo Switch tiene dos pares de números, una dirección como Nodo Terminal y otra como Nodo Switch tal y como se aprecia en la Figura 6. Un Nodo Terminal muestra solo un par de números, donde el primero identifica la relación con su Nodo Switch (el que le está ayudando a llegar al NB) y el otro es un número secuencial de los diferentes Nodos Terminales que dependen del mismo Nodo Switch. El direccionamiento mostrado es una simplificación del general que opera en el sistema. Este esquema de direccionamiento identifica las subredes y los diferentes tipos de nodos, dirige las conexiones y permite el broadcast y multicast.

vi. Capa física en PRIME. Capa PHY

La capa física en PRIME está diseñada para transmitir y recibir sobre líneas de tensión que fueron originalmente desarrolladas para transmitir electricidad a 50-60Hz. El uso de este medio para transmitir comunicaciones a mayores frecuencias presenta algunos inconvenientes técnicos.

Las redes de distribución de BT están compuestas de una variedad casi aleatoria de conductores eléctricos, y terminan en cargas de diferentes impedancias. Como red, la red eléctrica de BT, tiene una respuesta en amplitud

y fase que varía ampliamente con la frecuencia. Las características del canal pueden cambiar en el transcurso del tiempo a la vez que cambian las cargas conectadas al sistema.

Las interferencias también afectan a las líneas de distribución eléctrica. Los aparatos eléctricos con diferentes tipos de motores, fuentes de alimentación conmutadas, y luces halógenas, generan ruidos de diferentes características y naturaleza variable que reducen la confiabilidad de las señales de comunicación. Debido a la atenuación, el ruido es también localmente dependiente.

Gracias a una combinación de estrategias técnicas es posible al final, superar la hostilidad del medio y permitir comunicaciones de bajo coste y velocidad robusta a través de líneas eléctricas. PRIME utiliza modulaciones adaptivas OFDM (Orthogonal Frequency Division Multiplexing), junto con corrección de datos hacia delante (FEC) y entrelazado de datos.

La multiplexación OFDM es muy robusta frente al ruido impulsivo y logra una alta eficiencia espectral, lo que permite mayores velocidades de datos tal y como se indica en la Tabla 3.

Tabla 3. Velocidad bruta en capa física

	DBPSK	DQPSK	D8PSK
Codificación activada (ON)	21,4 kbps	42,9 kbps	64,3 kbps
Codificación desactivada (OFF)	42,9 kbps	85,7 kbps	128,6 kbps

PRIME trabaja en la subbanda de frecuencias dentro de la banda CENELEC A (restringida a las empresas distribuidoras de electricidad tal y como dice la norma EN50065-1 que abarca desde los 3 a los 95 kHz). Un total de 97 subportadoras que son transmitidas entre los 42 kHz y los 89 kHz de forma adaptativa usando uno de los tres esquemas de modulación diferenciales digitales (BPSK, QPSK, 8PSK) y opcionalmente un código convolucional.

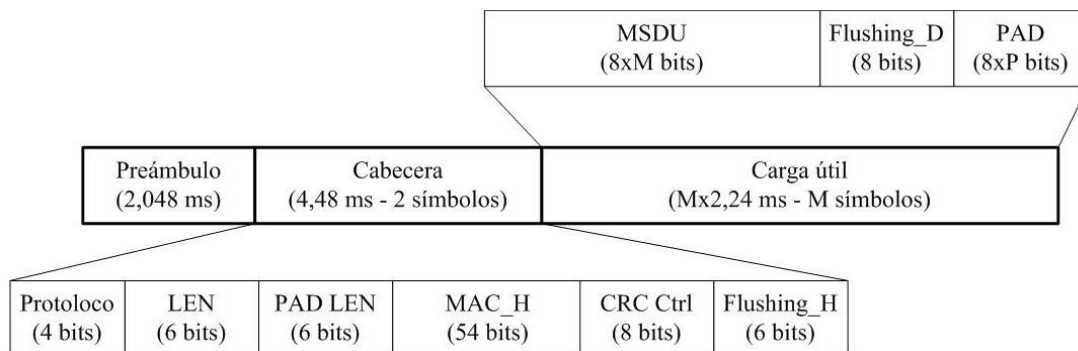


Figura 7. Estructura de una Physical Layer Protocol Data Unit (PPDU).

Los datos a transmitir por la capa PHY se organizan en PPDU's (Physical Layer Protocol Data Units). En la Figura 7 se muestra la estructura de una PPDU.

vii. Capa de control de acceso al medio en PRIME. Capa MAC

La capa MAC de PRIME considera diferentes subredes, definidas por un CT y sus contadores asociados. Como se ha indicado anteriormente, cada subred tiene un NB situado en el CT y múltiples NS's situados en los contadores. La capa MAC para lograr que este concepto de sistema funcione, define las funciones y los procedimientos necesarios. La capa MAC se inspira en los sistemas mallados, teniendo en cuenta que el ancho de banda disponible está limitado. Los principales objetivos del diseño de la MAC son la simplicidad, el bajo coste y la flexibilidad.

viii. Formato de unidad de paquete de datos. MAC PDU (Packet Data Unit)

La información en la capa MAC está estructurada en PDU's. Existen tres tipos diferentes de MAC PDU's:

- MAC PDU genérica, usada para la transmisión de casi todos los datos, excepto en el caso de los otros dos tipos de PDU's que existen.
- MAC PDU baliza, usada por el NB y los Nodos Switch (switches o repetidores) para declarar la subred y sus parámetros (perfil de seguridad, identificación de la subred y del dispositivo que genera la baliza, dirección de la subred, y los detalles de la estructura de trama que debe seguirse para la duración de la trama que comienza con esta baliza).
- MAC PDU de promoción, que se usa cuando no se reciben balizas, para localizar ayuda y tratar de comunicar con el NB.

Las MAC PDU's genéricas son las habituales y transportan la mayor parte del tráfico de la subred. En base a ellas se implementan los paquetes de control, y de transmisión de datos en general.

ix. El Nodo Base como organizador

La capa MAC se define con una configuración maestro-esclavo, orientada a conexión, para mantener un control de la misma desde el NB. Por tanto, el NB controla la situación dentro de la subred, y está también a cargo de la organización de la estructura de la trama.

Los dispositivos PRIME funcionan en un medio de comunicaciones compartido (los cables eléctricos de BT), y utilizarán un sistema de acceso al canal basado en CSMA / CA (Acceso Múltiple por Detección de Portadora con Evitación de Colisiones) programado junto con TDM (Multiplexación por división de tiempo) para constituir la trama PRIME.

El tiempo está dividido en tramas de tamaño fijo, y la transmisión de una baliza por parte del NB, identifica el comienzo de una trama. Hay algunos espacios temporales para balizas (5 al comienzo de la trama) reservados para el NB y

los Nodos Switch (la periodicidad es flexible), y el resto se reparte entre un espacio de acceso compartido al medio (SCP, Shared Contention Period o periodo de contención compartido) y una ranura para transmisión libre de colisiones (CFP, Contention Free Period o periodo de contención libre) para asignación de capacidad fija. La trama tiene una duración fija equivalente a la duración de 64 símbolos OFDM, y el espacio de CFP puede tener una duración variable.

x. Paquetes de control de la capa MAC

La información de control en la capa MAC se intercambia usando paquetes de control. Los paquetes de control en sentido descendente (*downlink*) son enviados por todos los Nodos Switch (incluido el NB) para comunicar información de control a todos o algunos de sus nodos. Los paquetes de control en sentido ascendente (*uplink*), son enviados por los NS's para comunicar, bien con el Nodo Switch del que dependen, o bien, con el NB.

Hay 10 mensajes de control definidos en el sistema (ver Tabla 3).

Tabla 4. Paquetes de control PRIME

Identificador	Descripción	Utilización
REG	Registration management	Negociación de los procesos de registro
CON	Connection management	Negociación de las conexiones, regulares o directas
PRO	Promotion management	Procesos de promoción de los nodos terminales
BSI	Beacon Slot Indication	Información de los "beacon slots" dentro de una trama
FRA	Frame structure change	Procesos de información sobre la estructura de la trama
CFP	Contention Free Period request	Procesos de adjudicación de CFP's
ALV	Keep Alive	Procesos de "Keep Alive" de los NS's
MUL	Multicast Management	Mensajes de control de los grupos multicast
PRM	PHY Robustness Management	Procesos de notificación para modificar la potencia y/o los esquemas de modulación
SEC	Security information	Circulación de la información para la generación de las claves de seguridad

xi. Retransmisiones

El canal de la línea eléctrica a las frecuencias a las que trabaja la capa PHY, puede experimentar diferentes tipos de ruido, entre ellos ruido impulsivo. Mientras que la duración de estos ruidos impulsivos es muy corta, su energía está altamente concentrada y podrá acabar con la inteligibilidad de cualquier tipo de paquete. Por esta y otras causas, para permitir una mejor eficiencia de

la capa de aplicación, se especifica un sistema de retransmisión opcional en la capa MAC. El mecanismo de ARQ que se especifica es de repetición selectiva.

xii. Seguridad

La funcionalidad de seguridad proporciona privacidad, autenticación e integridad de datos a la capa MAC mediante un método de conexión segura y una política de gestión de claves. La red puede escoger encriptar o no los datos. Las PDU baliza y las PDU de petición de promoción se transmiten sin encriptar, por necesidad del sistema.

Se proporcionan diferentes perfiles de seguridad para gestionar las diferentes necesidades de seguridad que pudieran surgir en diferentes entornos de red. La versión actual de la especificación enumera dos perfiles de seguridad, llamados Perfil de Seguridad 0 (sin encriptación) y Perfil de Seguridad 1 (encriptación AES de 128 bit).

xiii. Configuración de red óptima

La posibilidad de autoconfiguración que el sistema PRIME presenta, permite varias opciones para la convergencia de la red. Hay campos definidos en las PDU baliza y en los paquetes de control ALV para llevar la red a un estado de configuración óptimo.

xiv. Capa de convergencia

La capa de convergencia abre las capas MAC y PHY hacia aplicaciones y capas superiores. La capa de convergencia clasifica el tráfico asociándolo con su propia conexión MAC. Esta capa realiza el mapeo de cualquier tipo de tráfico en PDU's de la MAC, facilitando el acceso a las funcionalidades básicas MAC. También puede incluir, entre otras, funciones de supresión de carga útil de cabecera para optimizar el uso de la red.

La capa de convergencia PRIME está separada en dos subcapas:

- La subcapa de convergencia de parte común (CPCS, Common Part Convergence Sublayer) proporciona un conjunto de servicios genéricos comunes a cualquier SSCS. Por ejemplo, la segmentación y reensamblado (SAR), divide en segmentos de tamaño fijo a aquellos segmentos de la capa de convergencia que son más grandes que un tamaño específico, con el propósito de adaptar la transmisión a lo que el canal puede soportar en cada momento. Los datos segmentados son reensamblados en destino antes de ser reenviados a las capas de aplicación.
- La subcapa de convergencia de servicios específicos (SSCS, Service Specific Convergence Sublayer) contiene servicios que son específicos de una capa de aplicación. PRIME define en la actualidad dos capas de convergencia con la intención de acomodar los diferentes tipos de tráfico en SDU's MAC, llamadas capa de convergencia IP (para la versión 4 y 6)

que es muy útil para un acceso universal a PRIME, y la IEC 61334-4-32 como un simple enlace hacia los sistemas de medida que no necesitan de la complejidad del protocolo IP para desarrollar su propósito.

2.2 El protocolo DLMS

Tradicionalmente, las redes de medida han considerado la existencia de unos dispositivos conocidos como Concentradores, que siendo elementos centralizados en las dependencias de los sistemas centrales, o distribuidos en la red eléctrica (en los CT's generalmente), permiten el control del diálogo con los contadores a los efectos de la lectura de las medidas, así como de funciones avanzadas tales como el corte y la reposición del servicio eléctrico.

Sea la arquitectura una u otra, estos Concentradores y estos Contadores deben contar con un protocolo de nivel de aplicación que proporcione un contexto claro para el desarrollo de los dispositivos electrónicos, tanto en los Concentradores como elemento de uso compartido por los Contadores, como en los Contadores que deberán contarse por millones, tantos como clientes tengan las empresas eléctricas.

La especificación DLMS / COSEM, Device Language Message Specification / COmpanion Specification for Energy Metering, tiene su origen en la industria de fabricación del automóvil de finales de los años 70, cuando General Motors oficialmente comenzó el desarrollo del Manufacturing Automation Protocol (MAP) para la interconexión de los diferentes dispositivos electrónicos y maquinaria en sus plantas de producción. Este esfuerzo culminó con la publicación de un conjunto de protocolos cubriendo las 7 capas OSI, donde se estandarizó también la capa de aplicación, conocida como Manufacturing Message Specification (MMS). MMS se convirtió en una referencia para las empresas eléctricas cuando en 1986 el Electric Power Research Institute (EPRI) americano lo consideró parte de su proyecto de comunicaciones para la "utility integrada" (el protocolo IEC 61850 para la automatización de subestaciones eléctricas es el resultado de este trabajo inicial).

En la primera mitad de los años 90, algunas eléctricas europeas comenzaron a trabajar en la adaptación del MMS al entorno de la distribución eléctrica, obteniendo una simplificación del protocolo conocida como Distribution Line Message Specification (DLMS), para sistemas PLC de baja velocidad. El IEC TC 57 publicó los estándares correspondientes 1996.

A partir de entonces, algunos fabricantes europeos unieron sus fuerzas para promocionar DLMS, y crearon la DLMS User Association con este propósito. Específicamente se creó un "perfil" para la medida inteligente, a la vez que se introducía un nuevo modelo de datos abstractos basado en el Energy Data Identification System (EDIS) alemán. El DLMS adoptó entonces el nombre Device Language Message Specification, como generalización para medios de comunicación no solo PLC, y un nuevo Companion Specification for Energy Metering (COSEM) que definía una estructura orientada a objetos para las clases de interfaz, que puede representar los diferentes tipos de información dentro de los contadores, no solo de electricidad, sino de gas, agua y otros. Los

objetos son “instanciaciones” específicas de las clases de interfaces con un cierto formato, que se identifican por medio de un Object Identification System (OBIS) basado en códigos numéricos.

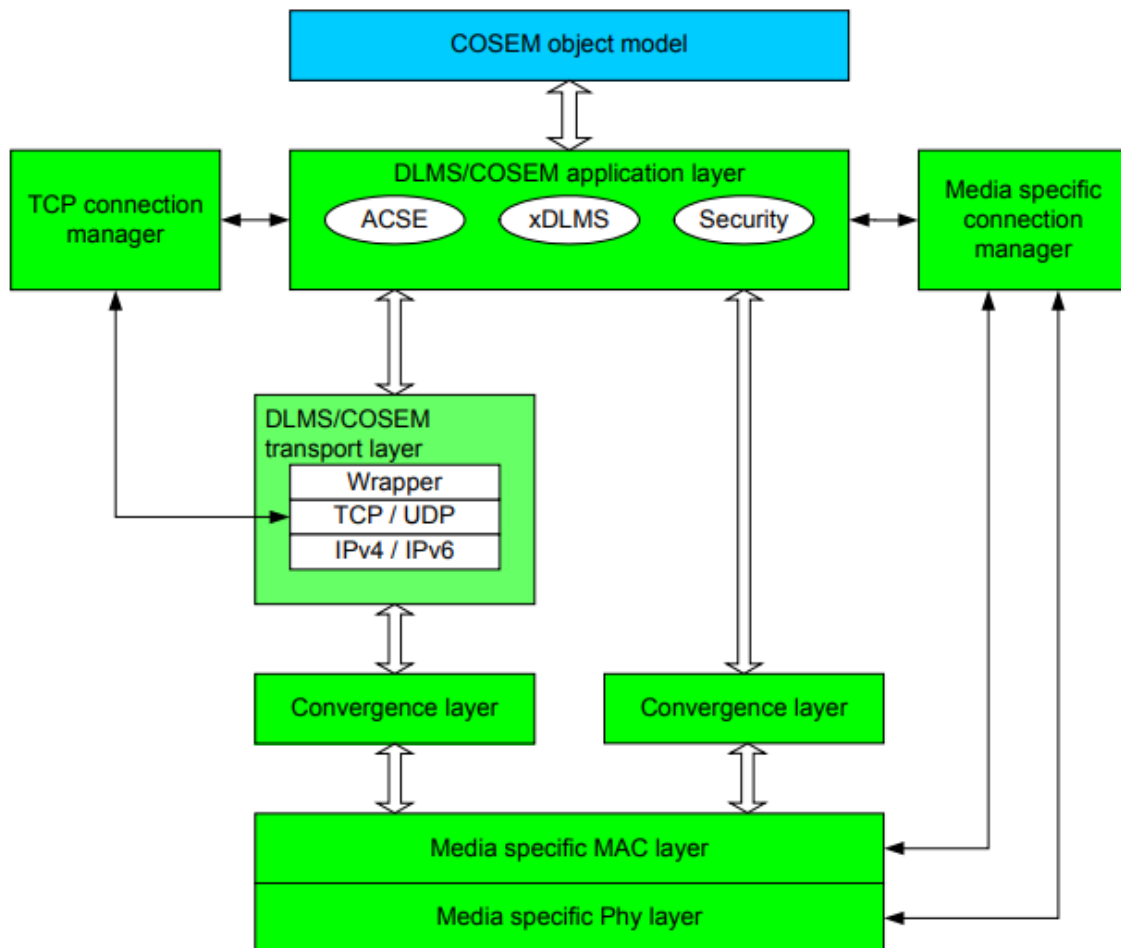


Figura 8. Pila de protocolos DLMS/COSEM [20]

DLMS/COSEM en el documento “Green Book” define los intercambios de información en base a transacciones para la consulta de los atributos específicos de un cierto objeto dentro del contador tal y como se puede ver en la Figura 8, por medio de su código OBIS y su identificador de atributo. Define también una pila de protocolos específica para el protocolo PRIME, mostrada en la Figura 9. La respuesta con los datos recuperados se codifica con la reglas de codificación A-XDR que son una simplificación de las Basic Encoding Rules definidas por ASN.1.

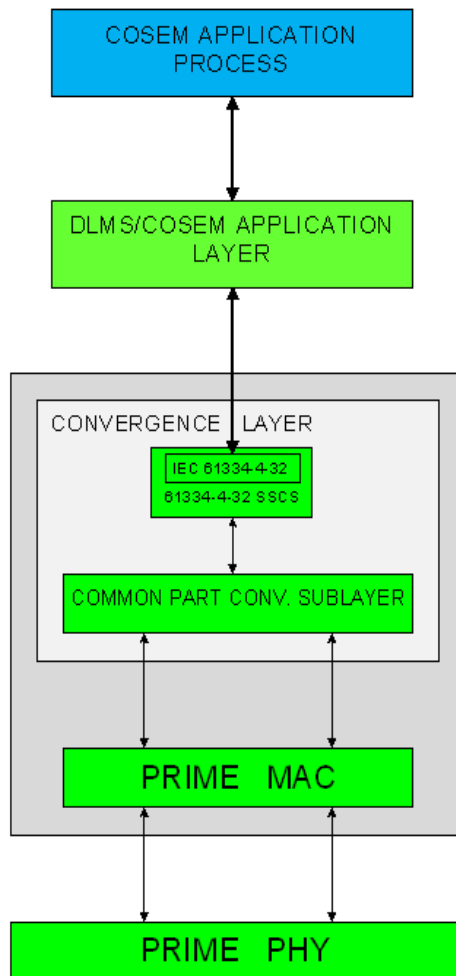


Figura 9. . Pila de protocolos DLMS/COSEM sobre PRIME [20]

Las unidades de datos de DLMS/COSEM se transportan habitualmente por medio de un protocolo LLC simplificado, IEC 61334-4-32, similar al IEEE 802.2, e implementa servicios sin conexión con acuse de recibo o sin él. Como referencia, el protocolo IEC 61334-4-32 añade 24 bits de sobrecarga a cada uno de los mensajes DLMS/COSEM, llamados Application Protocol Data Unit (APDU). Por otra parte, la opción alternativa de usar UDP/IP junto con los “wrappers” DLMS/COSEM implicaría 288 bits, que podrían ser reducidos a 104 bits si se usara compresión de cabeceras IP. En cualquiera de los casos, el extra coste de utilizar este tipo de protocolos de aplicación es evidente desde la perspectiva de las transacciones, la sobrecarga en las adaptaciones y la sobrecarga en la definición de los objetos y atributos.

No obstante lo anterior, DLMS/COSEM se está convirtiendo en el estándar de facto (Europa) como resultado del mandato M/441 y la madurez adquirida en los últimos 15 años.

2.3 La tecnología ZigBee

ZigBee es uno de los estándares más utilizados para la comunicación inalámbrica entre los distintos dispositivos de IoT. ZigBee es un estándar abierto para redes HAN de bajo consumo y bajo coste que interconectan dispositivos principalmente para uso personal. El objetivo del estándar es proporcionar un protocolo de comunicación bidireccional y fiable para aplicaciones con un corto alcance, normalmente de 10 a 100 metros.

ZigBee se implementa con diferentes estándares de aplicación utilizados en una variedad de áreas de aplicación, incluyendo la automatización en el hogar, control remoto, controles industriales y asistencia sanitaria.

La arquitectura de ZigBee está formada por un conjunto de bloques llamados capas. Cada capa realiza un conjunto específico de servicios para la capa anterior. Una entidad de datos presta un servicio de transmisión de datos y una entidad de gestión presta todos los demás servicios. Al igual que en muchos otros protocolos, cada entidad de servicio expone una interfaz a la capa superior a través de un punto de acceso de servicio (SAP), y cada SAP soporta una serie de primitivas de servicio para lograr la funcionalidad requerida. Todas estas capas se ven referenciadas en la Figura 10.

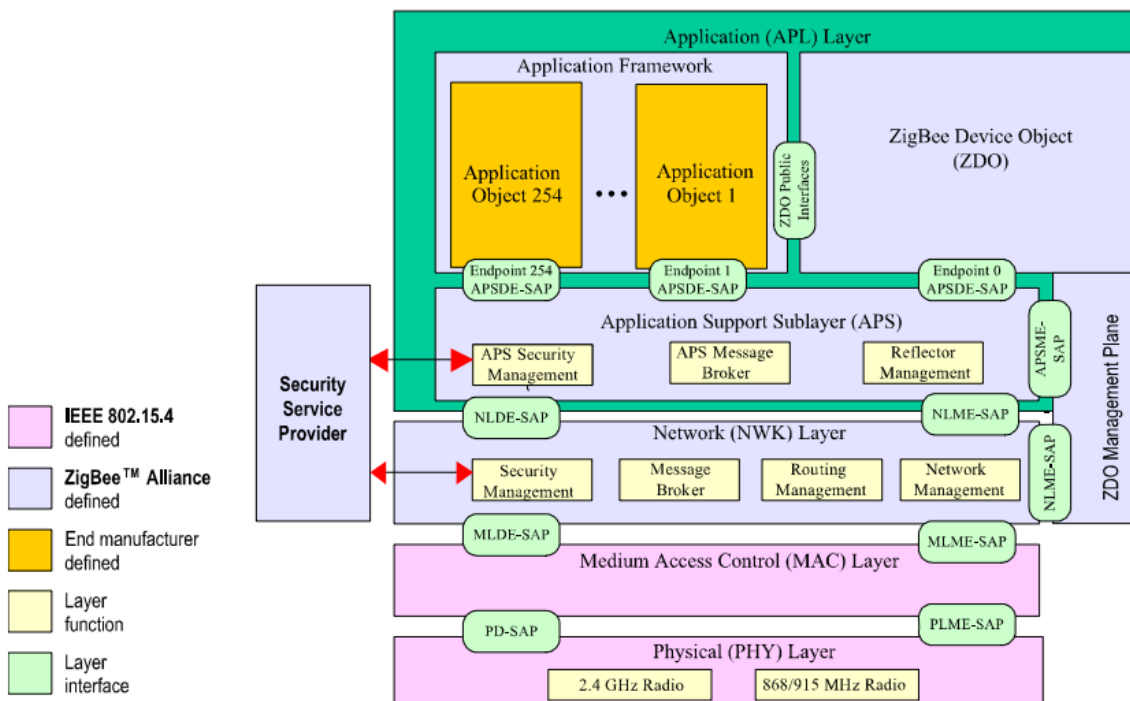


Figura 10. Esquema de la arquitectura de ZigBee [19]

El estándar IEEE 802.15.4-2003 define las dos capas inferiores: la capa física (PHY) y la subcapa de control de acceso al medio (MAC). La ZigBee Alliance se basa en esta base proporcionando la capa de red (NWK) y el marco para la capa de aplicación. El marco de trabajo de la capa de aplicación consiste en la subcapa de soporte de la aplicación (APS) y los objetos de dispositivo ZigBee

(ZDO). Los objetos de aplicación definidos por el fabricante utilizan el framework y comparten APS y servicios de seguridad con el ZDO.

IEEE 802.15.4-2003 dispone de dos capas PHY que operan en dos rangos de frecuencia diferentes y separados entre sí: 868/915 MHz y 2,4 GHz. La capa PHY de baja frecuencia cubre tanto la banda europea de 868 MHz como la de 915 MHz, utilizada en países como Estados Unidos y Australia. La capa PHY de alta frecuencia se utiliza prácticamente en todo el mundo.

La subcapa MAC IEEE 802.15.4-2003 controla el acceso al canal de radio mediante un mecanismo de CSMA-CA. Sus responsabilidades también pueden incluir la transmisión de tramas tipo baliza, la sincronización así como el ofrecer un mecanismo de transmisión fiable.

Por otro lado, la capa de red de ZigBee (NWK) soporta topologías en estrella, árbol y malla tal y como se puede ver en la Figura 11. En una topología en estrella, la red está controlada por un único dispositivo llamado coordinador ZigBee. El coordinador de ZigBee es responsable de iniciar y mantener los dispositivos de la red. Todos los demás dispositivos, conocidos como dispositivos finales, directamente comunican con el coordinador de ZigBee.

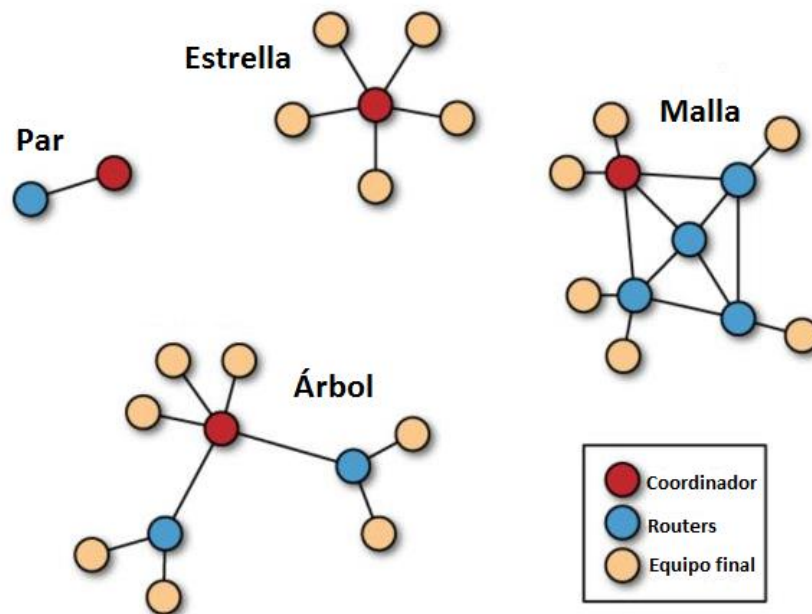


Figura 11. Tipos de topología ZigBee

En las topologías de malla y de árbol, el coordinador de ZigBee es responsable de iniciar la red y de elegir ciertos parámetros clave de la red, pero la red puede ampliarse mediante el uso de enrutadores ZigBee. En las redes de árbol, los enrutadores mueven datos y controlan mensajes a través de la red utilizando una estrategia de enrutamiento jerárquica. Las redes de árboles pueden emplear comunicación orientada a baliza como se describe en la especificación IEEE 802.15.4-2003. Las redes de malla, sin embargo, permiten la comunicación completa entre pares. Los enrutadores ZigBee en redes de malla no emiten actualmente balizas IEEE 802.15.4-2003 normales.

2.4 Estado del arte de las tecnologías para el soporte para las redes domésticas

A continuación se presenta el estado del arte en los diferentes países sobre el despliegue de redes inteligentes y los IHD dentro de las redes domésticas.

2.4.1 Situación actual en España

En España, el despliegue de los contadores inteligentes se ha completado a finales de diciembre de 2018. El progreso también se aplica a los edificios no residenciales. Debido a que el Real Decreto 216/2014 y la Resolución 6203/2015 establecían el marco y los requerimientos para cumplir con dicha fecha de despliegue.

El Real Decreto 216/2014 y la Resolución 6203/2015 también indican, en el marco para los gestores de redes de distribución, la información sobre el consumo (perfiles de carga horaria) que debe proporcionarse a los usuarios finales (menos de 15 kW de potencia contratada). A partir del 1 de octubre de 2015, los gestores de redes de distribución publican los perfiles de carga horaria y los operadores deben facturar a sus clientes según los perfiles de carga horaria, si los clientes ya disponen de su contador inteligente integrado en el sistema de contadores inteligentes.

Cada DSO también proporciona un sitio web que permite a los clientes conectados a su red de distribución consultar y descargar su carga horaria perfilada (una vez facturada). Estos perfiles de carga se envían diariamente a los comerciantes, y los clientes son facturados mensualmente de acuerdo con su perfil de consumo. El formato puede soportar cualquier granularidad, además de la que se utiliza cada hora.

Los DSOs también ofrecen a los clientes la posibilidad de descargar en formato de archivo plano csv y Excel, el perfil de carga se pondrá a disposición del comerciante a efectos de facturación. El formato de fichero a utilizar es único para todos los gestores de redes de distribución en España y se especifica en la directiva regulación. Los datos de medición de los contadores inteligentes se almacenan en el sistema de gestión de medición del DSO.

Por tanto, en España, los datos y funcionalidades proporcionados por los contadores se vienen utilizando para la facturación y otras aplicaciones de la red inteligente. Además, tal y como se ha comentado, los clientes tienen disponibles los detalles de su consumo de energía a través de un portal web; se pueden consultar datos de hasta un día antes del actual.

Con el fin de recibir servicios energéticos adicionales y así incrementar la interacción con el cliente, se pretende analizar la opción de la instalación de pantallas o In-Home Displays en casa. Así, los clientes podrían obtener información en tiempo real desde el medidor y para operar o configurar ciertos parámetros (según lo permita la utilidad).

Con este dispositivo se pretende cumplir con las recomendaciones de la comisión del 10 de Octubre de 2014 (2012/148/UE) [7] relativa a las funcionalidades comunes mínimas que debe tener un sistema de telegestión definido en el artículo 42 referente a la información necesaria para el cliente según los apartados siguientes:

a) Proporcionar lecturas directamente al cliente y a cualquier tercero designado por el consumidor. Esta funcionalidad es esencial en un sistema de contador inteligente, ya que la información directa al consumidor es imprescindible para garantizar un ahorro energético del lado de la demanda. Existe un considerable consenso sobre el suministro de interfaces normalizadas que permitirían soluciones de gestión de la energía «en tiempo real», tales como la automatización del hogar, y diferentes pautas de respuesta de la demanda y facilitarían la entrega segura de datos directamente al cliente. Se recomiendan vivamente las lecturas exactas, fáciles de usar y oportunas facilitadas directamente, por la interfaz que él mismo elija, al cliente y a cualquier tercero designado por el consumidor, ya que son claves para el funcionamiento de los servicios de respuesta de la demanda, la toma de decisiones de ahorro energético «en línea» y la integración eficaz de los recursos energéticos distribuidos. Para estimular el ahorro de energía, se recomienda encarecidamente a los Estados miembros que velen por que los clientes finales que utilizan sistemas de contador inteligente estén equipados con una interfaz normalizada que facilite visualmente al consumidor datos sobre el consumo individual;

b) Actualizar las lecturas a que se refiere la letra a) con la frecuencia suficiente para que la información se pueda utilizar para ahorrar energía. Esta funcionalidad afecta únicamente al lado de la demanda, es decir, al cliente final. Si se quiere que los consumidores confíen en la información facilitada por el sistema, deben comprobar que la información responde a su acción. Es preciso adaptar el ritmo al tiempo de respuesta de los productos que consumen o producen energía. El consenso general es que se necesita como mínimo una cadencia de actualización de 15 minutos. Es probable que nuevos avances y nuevos servicios energéticos lleven a unas comunicaciones más rápidas. También se recomienda que el sistema de contador inteligente pueda almacenar datos de consumo del cliente durante un período de tiempo razonable para que este y cualquier tercero designado por el consumidor pueda consultar y recuperar datos sobre mensajes transmitidos a través del contador con origen o destino en dispositivos o controles que se encuentren en los locales del consumidor. Para las comunicaciones locales en los locales del consumidor, se exige la protección tanto de los datos como de la intimidad.

Debido a la existencia de dicha recomendación europea, muchos países europeos están comenzando a incluir los IHD como parte de su solución de contador inteligente tal y como refleja el estudio sobre el panorama europeo descrito en [8]. Sin embargo, el caso del Reino Unido es quizá el más avanzado ya que la regulación de dicho país obliga a la instalación de un IHD en cada casa de cliente si así lo requiere. Por tanto, estudiaremos en detalle el estado del arte de este país a continuación.

2.4.2 Despliegue de IHD en Reino Unido

Desde abril de 2011, el Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC) (ahora Departamento de Negocios, BEIS) ha sido el responsable de la gestión de la aplicación de la estrategia energética e industrial de la UE incluyendo el programa de contadores inteligentes.

A través del Programa de Implementación de Medición Inteligente (SMIP) y en consonancia con la iniciativa más amplia del Gobierno del Reino Unido de "midata", se han establecido disposiciones que permiten a los consumidores domésticos acceder fácilmente a sus propios datos de consumo de energía.

Mediante esta iniciativa, el Gobierno ha propuesto que todas las viviendas de Gran Bretaña tengan instalados contadores inteligentes para 2020. Además de su contador inteligente, cada cliente dispondrá de una pantalla para el hogar (IHD) capaz de mostrar información casi en tiempo real sobre su consumo de energía. Como parte del despliegue, por tanto, las compañías eléctricas deberán ofrecer a todos los hogares residenciales un IHD sin coste adicional, capaz de mostrar datos casi en tiempo real sobre el consumo de energía del cliente, así como otra información que sea relevante para el cliente.

Todos los requerimientos que tienen que cumplir estos nuevos dispositivos vienen definidos en SMIP [2]. En el apartado 6 de dicho documento se detalla la información que tendrá que mostrar el dispositivo, entre la que se destaca:

- Consumo acumulativo (es decir, el consumo hasta ahora en el día/semana actual/ mes).
- Consumo histórico (es decir, cuánta energía se consumió ayer, la semana pasada, el mes pasado, y en los últimos 12 meses).
- Que muestre si el consumo de electricidad del cliente en un tiempo dado es alto, medio o bajo.
- Toda la información sobre el consumo de energía en libras y peniques, así como en kWh.
- Para los clientes de prepago, los IHDs deben mostrar información adicional sobre: la balanza del contador; saldo de crédito de emergencia; tasa de recuperación de deudas; y tener la capacidad de dar una alerta de crédito baja.

Los consumidores podrán acceder a sus propios datos de consumo de energía a través de:

- Su IHD (ofrecida a todos los hogares de forma gratuita) casi en tiempo real.
- La conexión de dispositivos adicionales a una red de área doméstica como parte de su sistema de medición inteligente.

- Solicitando información directamente a su proveedor.
- Mediante petición a organizaciones terceras autorizadas para acceder a la información de consumo directamente desde sus medidores inteligentes.

Existe un documento que forma parte de la primera versión del SMIP que se publicó en el 2010 y que presenta las propuestas para un conjunto mínimo de requisitos funcionales para el IHD que se proporcionará a los clientes domésticos [3].

Para la implementación de estos dispositivos, se ha definido una interfaz local al medidor estandarizada llamada ZigBee Smart Energy [9].

2.4.3 Otros casos

En Europa podemos encontrar otros casos de despliegues de IHD exitosos como es el caso del piloto realizado en Noruega a finales de 2012. El objetivo de este estudio piloto era identificar cómo aumentar la concienciación de los clientes respecto a su propio consumo de electricidad y, de este modo, animarles a reducir su consumo. Se instalaron 91 IHD en los hogares de los clientes domésticos. [15] En la encuesta realizada al cabo de tres meses, los clientes admitieron que el IHD les ayudaba a ahorrar energía y dinero, así como a ser más conscientes de cuidar y respetar el medio ambiente mediante el apagado de equipos que no se estaban utilizando.

Fuera de Europa muchos países ya están notando un ahorro de energía derivado del AMI. Por ejemplo, el Gobierno de Australia ha creado un marco para la puesta en marcha de su solución de redes inteligentes. El plan se inició en 2009 y finalizó en 2013. Calcularon entre un 4 y un 10% de ahorro en el consumo de energía a nivel nacional, así como una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del 1,4 al 3,5%. En el estudio [12] se muestra cómo, en el verano en 2007 se consiguió una reducción del 5,5 al 7,8% a través del uso combinado de DPP (*Dynamic Peak Pricing*) e IHD.

El Gobierno coreano también se ha interesado en las redes inteligentes y ha estado preparando una política energética para difundir este sistema en todo el país. Como etapa de preparación, se realizó un piloto centrado en entornos residenciales de Corea. El sistema se desarrolló entre septiembre y febrero de 2009 77 participantes voluntarios tuvieron contadores inteligentes e IHD instalados en sus hogares. En el estudio, se centraron especialmente en la eficacia del IHD en el ahorro de energía y concluyeron que la reducción media del consumo diario de energía fue del 15,9% [13].

Como otro ejemplo, el ahorro de energía se ha convertido también en la prioridad de la política energética de China en las próximas décadas. Por ello, con el desarrollo de las TIC, se han presentado nuevas opciones estratégicas para el ahorro de energía mediante el uso de contadores inteligentes e IHD. En el análisis realizado en [14] se muestran datos de ahorro significativo mediante el uso de IHD con tecnología ZigBee (basada en la solución de UK).

Resumiendo, existen muchas iniciativas a lo largo del mundo para recabar información sobre si se debería o no implantar este tipo de soluciones en los hogares. En todas ellas, las conclusiones hacen pensar que se conseguirán ahorros tanto para los clientes como mejoras en el servicio que dan las eléctricas.

Por ello se ha decidido explorar cómo se debería realizar la integración de este tipo de dispositivos en la red eléctrica de España. Hay que tener en cuenta, tal y como se ha presentado con anterioridad, que se parte de una red inteligente ya desplegada y que comunica utilizando la tecnología PLC. Por ello, se ha decidido no utilizar las soluciones existentes en el mercado basadas en tecnologías radio y hacer uso de la infraestructura de telecomunicaciones ya existente como base del proyecto.

3. Definición de casos de uso

En este apartado se enumeran los diversos casos de uso y los requisitos detallados para cada caso presentado. De este modo, el sistema que se implementará deberá cumplir con las consideraciones realizadas a lo largo de todo el apartado.

Dividiremos los casos de uso en secciones en función de:

- Diferentes topologías de instalación
- Tipos de IHD
- Tipos de flujo de información enviados a la pantalla de visualización de datos del cliente
- Tipo de información que se muestra en la pantalla de visualización de datos del cliente
- Seguridad

3.1 Topologías de instalación

Este conjunto de casos de uso define la ubicación del contador con respecto al hogar donde se debe mostrar la información sobre el consumo. Por lo tanto, la definición de caso de uso analizada en este subapartado, solamente tiene en cuenta la ubicación del contador con respecto a la vivienda donde se instalará el IHD. Esta clasificación dará una idea de los diferentes casos existentes y aquellos que la solución final tendrá que cubrir.

3.1.1 Vivienda unifamiliar

Entran dentro de esta categoría aquellos contadores que cumplen cualquiera de los supuestos:

- El contador se encuentra fuera de la casa y es de fácil acceso, ver Figura 12.
- El contador está en el sótano de una vivienda unifamiliar.
- El contador está ubicado al mismo nivel que la vivienda principal, dentro de la casa.



Figura 12. Contador instalado fuera de la casa con fácil acceso.

3.1.2 Unidad de vivienda múltiple

Dentro de este caso de uso podemos encontrar:

- Grupo de contadores eléctricos ubicados en una ubicación común en la planta baja de un edificio. La información debe llegar desde allí a los hogares, ver Figura 13.
- Grupo de contadores ubicado en un lugar común en el sótano del edificio.
- Grupo de contadores ubicado en cada piso del edificio, cada grupo está formado por contadores correspondientes a los hogares en el piso en el que se encuentran.
- Contadores instalados fuera de cada casa del edificio.
- Contadores instalados dentro de cada casa pero que forman parte de un edificio de viviendas.



Figura 13. Grupo de contadores eléctricos en una ubicación común.

3.2 Tipos de IHD

Podemos desglosar dos casos de uso diferentes en función del tipo de IHD que se quiera utilizar; por un lado tendríamos el uso de un equipo exclusivo que reciba la información directamente del contador o el uso de un software que esté embebido en un Smartphone, Tablet o similar.

Para el primer caso, se tendrá en cuenta el uso de un dispositivo dedicado que se proporcionará a los usuarios. Éstos lo instalarán preferiblemente en un lugar céntrico de su casa como, por ejemplo, la sala de estar o la cocina. La información sólo se mostrará en estos dispositivos físicos dedicados.

En el segundo caso, no será necesaria la instalación de ningún dispositivo físico en el hogar del usuario para mostrar la información. Se proporcionará una aplicación de software a los usuarios que se ejecuta en su Smartphone o

dispositivo Tablet. La aplicación se comunica con la infraestructura existente para mostrar información. Esta infraestructura podrá ser el contador propio de cada cliente o se podrá realizar una conexión con las oficinas de la empresa eléctrica que dispone de los datos.

3.3 Tipos de flujo de información enviados a la pantalla de visualización de datos del cliente

En función de los intervalos de actualización de los datos mostrados en la pantalla del IHD, podemos diferenciar tres casos diferentes:

- Actualizaciones periódicas: éstas pueden ser en horarios regulares y preconfigurados, el dispositivo de visualización/aplicación recupera información del contador (o del sistema) y actualiza su visualización. O también el dispositivo de visualización mantiene varios temporizadores para recuperar diferentes tipos de información. Por ejemplo, obtiene la información X del contador con frecuencia A mientras que la información Y del contador con frecuencia B.
- Actualización espontánea de la información: La unidad de visualización es notificada de la existencia de nueva información o eventos de alarma y se actualiza de forma espontánea.
- Actualización de la información activada por el usuario: También hay que tener en cuenta este caso en el cual el usuario pida una actualización de los datos cuando él requiera.

3.4 Tipo de información que se muestra en la pantalla de visualización de datos del cliente

Dentro del IHD se pueden clasificar diferentes tipos de información de información a mostrar, esto es:

3.4.1 Consumo de energía

En el IHD se muestran diversas informaciones sobre el consumo de energía. Se podrá analizar el consumo en tiempo real y por cada electrodoméstico (si la instalación de la casa lo permite). De esta forma, se mejorará la eficiencia de los electrodomésticos y se podrá conseguir ahorros en las facturas de los clientes.

3.4.2 Informes de anomalías

Los usuarios pueden configurar unos valores umbral o límite en la información seleccionada para que cuando los valores mostrados superen esos umbrales, se muestren actualizaciones por pantalla o incluso salte algún tipo de alarma.

3.4.3 Visualización de información útil de contrato y tarifas

En algunos casos, la comercializadora de electricidad puede enviar actualizaciones de tarifas y otros datos de interés como por ejemplo información comercial de terceros. Además, se podría utilizar este canal de comunicaciones para notificar cortes programados e incluso averías que puedan estar sucediendo y que afecten al suministro del cliente.

3.5. Seguridad

Habría que tener en cuenta todas las restricciones de seguridad y requerimientos del sistema para evitar que el IHD disponga de alguna interfaz de comunicación que pueda ser utilizado por aplicaciones de clientes externos. Además, el dispositivo de visualización deberá mantener la capacidad de autenticación (por ejemplo, contraseña) para recuperar información relevante que pueda estar protegida por cualquier tipo de seguridad y sea información delicada. Por ejemplo, la autenticación y recuperación de datos directos del contador. Debería ser posible, además, actualizar el firmware del dispositivo de forma remota.

Existen unos requisitos de seguridad publicados por ENISA [17] entre los que se destaca la falta de regulación a nivel de seguridad que se tiene a día de hoy en las redes inteligentes y además, hace hincapié en un requerimiento que se podría aplicar a este proyecto:

“Las HAN de las que forma parte el IHD, dependen directamente de los consumidores finales por tanto, es muy difícil establecer ISMS en esos puntos concretos de la red. Incluso proporcionar una formación adecuada y actualizada en este ámbito es imposible o muy difícil. Por lo tanto, estos sistemas deben ser completamente infalibles, y para ello la tecnología desempeñará un papel clave.”

4. Requerimientos del sistema

Una vez definidos los diferentes casos de uso o casuísticas que nos podemos encontrar en la red donde queremos implantar la solución, es importante definir los requerimientos que tendrá que cumplir el sistema.

Los requisitos del sistema hacen referencia a lo que el sistema debe cumplir. Son los servicios que el sistema debe proporcionar, cómo éste reacciona ante situaciones particulares. Muchas veces, estos requerimientos también describen cómo el sistema no debe comportarse o no debe hacer.

4.1 Requerimientos funcionales

A continuación se enumeran los diferentes requerimientos que tiene que cumplir el sistema a nivel funcional.

Será importante que estos requerimientos cubran el mayor número posible de casos de uso identificados en el capítulo 3. Se asume que algunos casos de uso presentados en la sección 3 pueden ser descartados debido al impacto que puedan tener en el despliegue de la solución.

Por otro lado, los requisitos regulatorios o comerciales de la comercializadora de electricidad pueden limitar algunos de los tiempos de respuesta del sistema. Por ejemplo, una actualización del IHD una vez por hora puede resultar ser inaceptable ya que el cliente no dispone de una información actualizada cuando la requiera. Por lo tanto, es importante saber cuál podría ser el mayor intervalo de tiempo aceptable dentro del cual el IHD necesita ser actualizado.

Como segundo ejemplo, si pusiéramos un requisito de actualización del IHD cada 10 segundos, esto requeriría una validación a nivel técnico de la soluciones. La validación de soluciones técnicas implicaría el análisis y evaluación de los siguientes puntos:

- Probabilidad de colisión en el canal para un tamaño de red dado teniendo en cuenta el tiempo de actualización del IHD requerido.
- La posibilidad de admitir modelos estándar de tipo solicitud-respuesta o si no queda suficiente capacidad de datos para una transacción bidireccional y, por lo tanto, es mejor una actualización espontánea unidireccional.
- Que los protocolos estándar utilizados para la lectura actual de los contadores, como el DLMS, tienen algún nivel de impacto debido a sus gastos generales de protocolo en cuyo caso habría que buscar alguna otra forma de transportar los datos.

Teniendo en cuenta lo mencionado, el sistema debe cumplir con lo siguiente:

- Actualización automática: la visualización de la información debe actualizarse con una frecuencia de una vez cada 60 segundos.

- Actualización activada por el usuario: Tras la petición del usuario, la actualización debe realizarse en un plazo de 15 segundos.
- Actualizaciones espontáneas: El retraso o latencia total desde el momento de la generación de un evento hasta el momento de la actualización de la pantalla debe estar dentro de los 15 segundos.

Además, dado que las pantallas del In-Home Display se pondrán en servicio no en todos los casos y solamente a petición del usuario, la penetración de estos dispositivos no será del 100%. Por lo tanto, es útil definir cifras aproximadas que puedan utilizarse para validar las soluciones técnicas:

- Número máximo de equipos que hagan de pasarela intermedia (entre el contador y el IHD industrial que se quiera instalar en cada casa): 1 por contador.
- Número máximo de pantallas IHD: 5 por contador. Obviamente, si se opta por la solución de disponer de una pantalla dedicada para mostrar los datos de consumo, el valor de este elemento será uno. Sin embargo, si los usuarios desean utilizar sus Smartphones/Tablets/Laptops, entonces el número de pantallas puede llegar a ser de hasta 5 por contador.
- Tasa de penetración máxima esperada: 50%

Respecto a la visualización de los consumos en la pantalla, los siguientes datos se recuperarán periódicamente del contador:

- Potencia activa importación instantánea (P+) en W: Es la potencia activa consumida por el cliente en el instante actual.
- Energía absoluta total importación en contrato 1 (A+) en kWh: Energía absoluta total (sin tener en cuenta periodos tarifarios) consumida por el cliente desde la instalación del contador. El contrato 1 es el contrato normal que tienen todos los clientes.
- Estado del relé con indicativo texto (Abierto / Cerrado): Estado del interruptor de corte del contador con indicativo "Abierto/Cerrado".

Estos datos incluirán únicamente datos de consumo puntuales, no el perfil de consumo de cada usuario, ya que la recuperación periódica de datos permite la visualización del perfil de forma independiente recuperando solamente los datos de forma incremental.

Por otro lado, no hay que olvidar que se trata de un dispositivo instalado en el cliente y que podrá estar o no alimentado, por tanto, se valorará positivamente que la solución que se defina tenga un bajo consumo de potencia.

5. Posibles arquitecturas del sistema

Basado en los requisitos de la sección anterior, esta sección presenta un estudio de varias arquitecturas de sistemas. Para comenzar, se considerarán dos escenarios: aquellas soluciones que requieran de un cambio en el hardware de los contadores inteligentes existentes y aquellas que reutilicen la infraestructura ya desplegada. A continuación, se discutirán y evaluarán las diferentes opciones técnicas disponibles.

Este capítulo ha sido modificado y eliminado en su mayoría ya que se trata de material y contenido confidencial.

6. Condicionantes técnicos

6.1. Desafíos técnicos

En caso de que seleccionásemos una opción de arquitectura en el que no hiciera falta realizar un reemplazo del contador (Sección 5.2), habrá que definir cambios en la arquitectura PRIME presentada en el contexto de este documento para cumplir con los siguientes nuevos retos que se nos presentan:

6.1.1 Nuevos tipos de Nodos de Servicio

Hoy en día, todos los nodos de servicio de una subred PRIME son contadores. Con las nuevas arquitecturas, se crea un nuevo tipo de dispositivo: el *gateway*. Con *gateways* adicionales instalados para la inclusión del IHD, habrá que tener en cuenta los siguientes cambios:

- No todos los NS serán contadores. Para el maestro de la red, es decir, el concentrador de datos, esto implica que se necesitará identificar ciertos dispositivos como no contadores. La razón por la cual deberían identificarse es que así no se les enviarán peticiones de lecturas a estos nuevos dispositivos y se hará un uso más eficiente del canal de comunicaciones existente.
- Por otro lado, es inmediato pensar que aumentará el número de nodos de servicio de cada red. Por cada nuevo usuario que quiera instalar un IHD, aparecerá un Nodo de Servicio adicional en la subred. En el escenario más agresivo, y basándonos en uno de los requerimientos funcionales presentados en el apartado 4.1, una subred que tenga a día de hoy 500 Nodos de Servicio (contadores) conectados, puede llegar a tener hasta 750 Nodos de Servicio cuando se despliegue la solución para IHDs.

6.1.2 Transacción de datos localizada entre dos Nodos de Servicio

Se requerirá que el NS que se ejecute en el *gateway* extraiga datos y reciba notificaciones espontáneas del Nodo de Servicio en el contador, es decir, que haya comunicación directa entre el contador y el *gateway*. Esta situación como tal no estaba prevista en la arquitectura PRIME desplegada.

Específicamente:

- Las conexiones en PRIME fueron diseñadas para transacciones entre el Nodo Base y el Nodo de Servicio y no entre dos Nodos de Servicio. Citado directamente de la especificación PRIME, punto 1 de la sección 5.5.2:

"A Service Node can only exchange data with the Base Node and not with other Service Nodes."

- Según la especificación, un nodo de servicio sólo dispone de una conexión PRIME (con el nodo base) tal y como se ha indicado en el punto anterior. Sin embargo, con un *gateway* en la nueva arquitectura, los Nodos de Servicio pueden tener hasta dos conexiones abiertas al mismo tiempo, una con concentrador de datos o nodo base y la otra con el *gateway*. Aunque esto está soportado por el estándar PRIME, estas implementaciones específicas requerirán adaptaciones en los contadores ya desplegados.

Por otro lado, habrá que tener en cuenta también que en casi todas las instalaciones en las exista un *gateway* y un contador, los dos dispositivos tendrán mejor calidad en la transmisión usando el canal PLC entre sí que entre ellos y el Nodo Base, como se ilustra en la Figura 19.

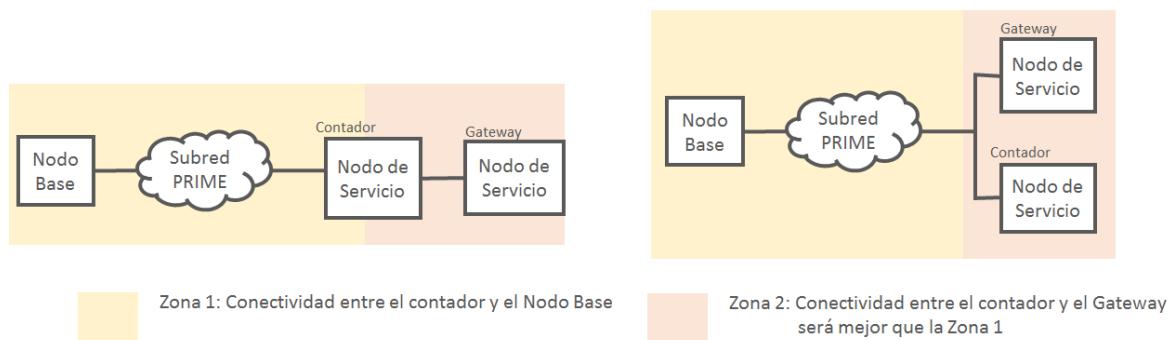


Figura 19. Zonas de cobertura de los dispositivos

Debido a que se espera que haya menos distancia entre el contador y el *gateway*, la atenuación de la señal entre estos dos puntos también será menor así como la degradación y la afección de los ruidos externos. Por esa razón, se espera mejor calidad de señal entre ambos dispositivos.

Esto es de especial relevancia para la solución de IHD porque es posible que el Nodo de Servicio del contador esté en estado PRIME "desconectado" en varios momentos del día debido a las condiciones del canal en la "Zona 1". Sin embargo, en esos casos, todavía sería necesario que el IHD se actualizara con los datos del contador. Y se podría realizar ya que puede que la conexión entre el *gateway* y el contador siga activa aunque el contador se desregistre del nodo base.

Por lo tanto, una solución basada en PRIME necesita considerar la posibilidad de un intercambio de datos independiente entre dos Nodos de Servicio, independientemente de su estado de conectividad con el Nodo Base.

Esta conclusión nos lleva al siguiente condicionante: la implementación de conexiones directas para comunicaciones locales.

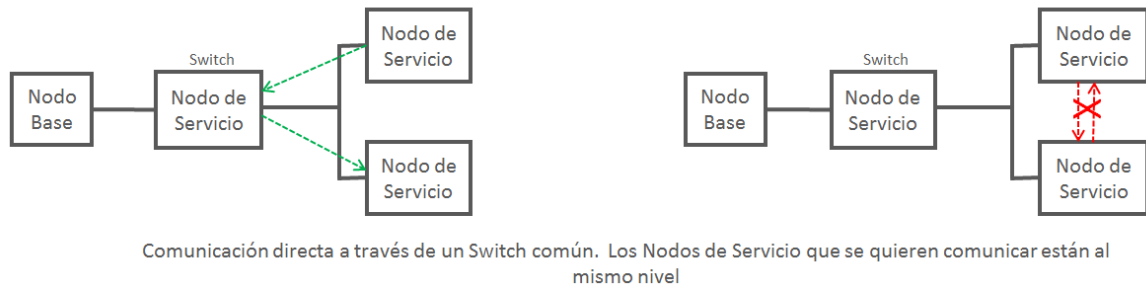


Figura 20. Comunicaciones directas entre nodos

Las conexiones directas son un mecanismo definido en la especificación PRIME para facilitar el intercambio de datos entre los Nodos de Servicio sin que el Nodo Base tenga que intervenir. En las conexiones directas, los datos se conmutan desde el switch común más cercano compartido por los dos nodos de servicio tal y como refleja la Figura 20.

Algunos puntos a tener en cuenta con respecto a las conexiones directas y la inclusión del IHD:

- Según la especificación PRIME [10], el Nodo Base necesita facilitar la conexión directa, es decir, la configuración inicial de la conexión sólo puede realizarse a través del Nodo Base. Esto podría ser difícil en algunos casos, tal y como se explica en esta sección debido a la posible mala calidad de la señal entre el contador y el Nodo Base.
- La conexión directa requiere un Switch intermedio como se muestra en las flechas de color verde en la Figura 21.

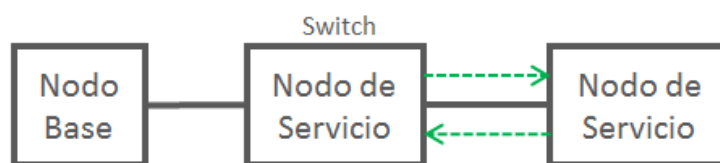


Figura 21. Comunicación directa mediante un switch común

En algunos casos podría darse la topología de la figura anterior que también habrá que tener en cuenta.

6.2. Posibles soluciones a los desafíos técnicos

Esta sección ha sido modificada y eliminada en su totalidad por tratarse de material y contenido confidencial.

6.3. Impacto en infraestructura existente

Esta sección ha sido modificada y eliminada en su totalidad por tratarse de material y contenido confidencial.

7. Solución propuesta

En los apartados anteriores se han realizado los análisis de los requerimientos del sistema así como presentado diferentes soluciones a nivel técnico. Además, se ha estudiado el impacto que dichas soluciones tendrían si se llegaran a implantar en una infraestructura ya existente.

Derivado de ello y basándonos en las recomendaciones de la comisión del 10 de Octubre de 2014 (2012/148/UE), se propone una comunicación preferiblemente a través del cable eléctrico (PLC) y en sentido unidireccional (contador → cliente) con una cadencia de actualización medida en segundos.

La información mínima a enviar tal y como se ha comentado, sería:

- Potencia activa importación instantánea (P+) en Watios.
- Energía absoluta total importación en contrato 1 (A+) en kWh.
- Estado del relé con indicativo texto (Abierto / Cerrado).

Esta sección ha sido modificada y eliminada en su mayoría por tratarse de material y contenido confidencial

7.1. Validación de la solución

Para realizar la validación de la solución, habrá que esperar a tener el prototipo y poder realizar pruebas de laboratorio. Se tomarán como base los requerimientos propuestos y se definirán los parámetros con los que se medirá si la validación es satisfactoria o no. La validación de la solución no se aborda en este TFM ya que requiere disponer de un prototipo implementado, no se pueden realizar las validaciones necesarias mediante simulación ya que no se ha encontrado simulador alguno que cubra esta necesidad.

Entre los parámetros a tener en cuenta para la validación se encuentran:

- La carga de datos que supone la nueva implementación respecto al tráfico de red existente. Si el tráfico aumenta en más del 5%, la solución se dará como no válida. En este punto habrá que realizar pruebas para asegurar que la comunicación entre el IHD y el contador no afecta a las comunicaciones del sistema con los contadores. En definitiva, que no afecta a las lecturas de los contadores. Para comprobarlo, habrá que realizar un seguimiento exhaustivo de las lecturas de los contadores que comparten red con el dispositivo IHD instalado mediante herramientas propias que las empresas eléctricas utilizan para su monitorización interna.
- El consumo de energía del IHD. Se medirá la potencia consumida por el dispositivo en función de los datos enviados.
- Analizar si la solución es viable para las diferentes topologías de instalación presentadas en el capítulo 3.1. Para ello, habrá que realizar pruebas bien simulando las topologías en laboratorio e instalando sobre ellas la solución

propuesta o directamente sobre emplazamientos reales. Una vez realizado el montaje, se comprobará que la comunicación es correcta y el IHD está accesible y recogiendo y mostrando datos.

- Analizar cómo afectan los diferentes tipos de actualizaciones de los datos. En la sección 3.3 se presentan diferentes tiempos de actualización de los datos de los cuales habrá que analizar cómo afectan a la red si se configuran en el IHD. Por otro lado, habrá que tener en cuenta también el tiempo de actualización, tal y como se indica en los requerimientos del apartado 4.1. Para ello, se definirán diferentes rangos de tiempo de actualización y se realizarán pruebas para cada tipo de información. EL resultado podría ser una tabla como la mostrada en la Tabla 6 para el caso de las actualizaciones periódicas. Se tendrá en cuenta como validación positiva un porcentaje de éxito de envío mayor al 99%.

Tabla 6. Validación de tiempos de actualización

Tipo de datos / Tiempo de actualización	Consumo de energía	Informes de anomalías	Visualización de información útil de contrato y tarifas
Cada 10 seg	<i>Porcentaje de éxito de envío</i>	<i>Porcentaje de éxito de envío</i>	<i>Porcentaje de éxito de envío</i>
Cada 30 seg	<i>Porcentaje de éxito de envío</i>	<i>Porcentaje de éxito de envío</i>	<i>Porcentaje de éxito de envío</i>
Cada minuto	<i>Porcentaje de éxito de envío</i>	<i>Porcentaje de éxito de envío</i>	<i>Porcentaje de éxito de envío</i>
Cada 5 minutos	<i>Porcentaje de éxito de envío</i>	<i>Porcentaje de éxito de envío</i>	<i>Porcentaje de éxito de envío</i>

- La usabilidad del producto final. Se realizarán test con diferentes interfaces con el fin de asegurar que el dispositivo se maneja de forma intuitiva y que los datos se recogen y muestran de forma correcta. Los datos a mostrar vienen definidos en el apartado 3.4 de este documento. Se puede analizar la posibilidad de realizar una consulta pública a los clientes para obtener su opinión.
- Asegurar el correcto cumplimiento de las directivas de seguridad existentes. Se realizarán las comprobaciones necesarias para asegurar el correcto funcionamiento de la solución frente a posibles ataques de vulnerabilidad.
- Analizar el número máximo de clientes que se pueden conectar con un IHD a la red. Tal y como se ha indicado en los requerimientos, hay que soportar al menos un 50% de penetración de IHD dentro de la red. Es decir, si disponemos una red con 400 clientes, habrá que soportar, al menos, 200 IHDs instalados en la red. Para ello, se realizarán simulaciones con patrones de tráfico que emulen esas conexiones y aseguraremos el correcto funcionamiento tanto del IHD como de las lecturas de los contadores que hacen uso de la misma red.

8. Conclusiones y siguientes pasos

Dentro de este TFM se ha llevado a cabo el diseño de una solución para incluir un nuevo servicio dentro de una red HAN, el IHD. Para ello, se ha tomado como punto de partida la solución de telecomunicaciones existente para comunicar con los contadores y se ha adaptado a las necesidades de la solución. Con el fin de cumplir con los objetivos propuestos, se ha creado un plan de trabajo dividido en tareas que han ayudado a la realización del seguimiento del proyecto de una forma ordenada, clara y concisa. Para ello, se han realizado modificaciones sobre lo definido al comienzo del proyecto para amoldarse a los imprevistos que hayan podido surgir durante la ejecución del proyecto.

El primer paso que se ha dado en el proyecto una vez que se han definido los objetivos ha sido el de contextualizar el trabajo mediante un análisis exhaustivo del estado del arte actual. Asimismo, se han explicado conceptos básicos de las redes inteligentes con el fin de que el lector adquiriera los conocimientos necesarios para entender mejor el alcance e importancia del proyecto desarrollado. Por otro lado, se ha incluido una breve introducción a los tres protocolos más utilizados en redes inteligentes para las comunicaciones de última milla o último salto. Estas comunicaciones se definen como aquellas que conectan a los usuarios finales con la red troncal y se denominan redes de acceso en el ámbito académico. Los protocolos descritos son PRIME (protocolo a nivel de capa física y MAC), DLMS (protocolo a nivel de aplicación) y ZigBee (protocolo a nivel de capa física y MAC).

Revisando los objetivos unitarios marcados en el primer capítulo el apartado 1.2 vemos que se ha cumplido con el objetivo principal del proyecto que se definía como *“diseñar un producto que permita a los clientes visualizar su consumo de energía eléctrica desde sus hogares.”* Para cumplir con este objetivo, se definieron una serie de objetivos secundarios o parciales, una serie de tareas que harían la consecución del objetivo más sencilla. A lo largo de este documento de memoria se han ido desglosando los resultados obtenidos para cumplir con cada uno de estos objetivos. Por lo que podemos concluir que se han cubierto todos los objetivos especificados al comienzo del proyecto.

El análisis del estado del arte ha sido uno de los objetivos más tediosos de lograr ya que existe muy poca información sobre despliegues actuales de elementos IHD. Se trata de una solución novedosa y con poca inclusión en el mercado a día de hoy pero que se espera que esté en auge en los próximos años. Por esta razón, esta tarea ha requerido más tiempo del inicialmente definido dentro de la planificación del trabajo. Se le ha dado vital importancia a esta fase del trabajo ya que el análisis del estado del arte permite relacionar trabajos similares y describir tecnologías relacionadas con el proyecto. Por otro lado, la fase de definición de las arquitecturas también ha llevado más tiempo del esperado. Se ha tenido que realizar un estudio detallado de las características que ofrece la tecnología PRIME y ver cómo éstas encajaban en el diseño de la solución. Todo ello ha hecho que la planificación inicial sufra desviaciones y retrasos y esto ha requerido de un seguimiento constante y de la realización de modificaciones a lo largo de toda la consecución del proyecto.

A pesar de todas las complicaciones que han ido surgiendo a lo largo del proyecto, ha resultado un trabajo satisfactorio. Mediante la elaboración del proyecto se han podido ir definiendo las siguientes líneas de trabajo que permitirán en un futuro próximo recopilar estadísticas de diversos dispositivos y evaluar las tendencias de los usuarios. Esto abrirá una puerta no solamente a los consumidores de energía eléctrica, sino también a los consumidores de gas y agua que pueden verse favorecidos y podrán utilizar la solución previo análisis y validación del mismo.

Por todo ello, a continuación se especifican las posibles líneas de continuación del proyecto. Las primeras tres líneas de continuación detalladas resultan inmediatas ya que este proyecto no quedará completo hasta la validación y prueba de la solución en entornos reales. Las últimas son más futuribles pero no por ello menos relevantes. Las líneas futuras del proyecto se definen como:

- Construir los prototipos de los equipos con el acercamiento definido en el apartado de solución propuesta que no requiera de ninguna implementación adicional en el contador.
- Realizar las pruebas de validación definidas en el apartado 7.1 en un entorno de laboratorio.
- Una vez aprobada la validación de la solución realizar una prueba completa en campo. Para ello será necesario disponer de:
 - Asegurar la interoperabilidad entre múltiples proveedores de contadores e IHD para así continuar con la filosofía de disponer de más de un fabricante que pueda dar soporte a la solución y conseguir así precios más competitivos en un futuro.
- Analizar la penetración de los IHD realizando encuestas a pie de calle con los potenciales clientes para recoger ideas sobre posibles mejoras de usabilidad y de información a mostrar en la pantalla.
- Utilización de algoritmos de Big Data para analizar estadísticas y curvas de consumo de los clientes para ofrecerles mejores servicios y más adecuados a su consumo.
- Enviar información sobre nuevas tarifas y descuentos mediante esta solución IHD y analizar su impacto.
- Incluir visualizaciones de datos que ayuden a un consumo más responsable como por ejemplo mostrar las emisiones de CO₂ de cada cliente.
- Incluir consumos individualizados por tipo de electrodoméstico y ofrecer estadísticas concretas para cada uno de ellos.

9. Glosario

ADSL: Asymmetric Digital Subscriber Line
AES: Advanced Encryption Standard
AMI: Advanced Metering System - Sistema de medición inteligente
APDU: Application Protocol Data Unit
APS: Subcapa de soporte de aplicación de ZigBee
ARQ: Automatic Repeat Request
BCI: BatiBUS Club International
BEIS: Departamento de Negocios
BPSK: Binary Phase Shift Keying
BT: Baja Tensión
CEA: Consumer Electronics Association
CFP: Contention Free Period
COSEM: COmpanion Specification for Energy Metering
CPCS: Common Part Convergence Sublayer
CSMA-CA: Acceso Múltiple por Detección de Portadora con Evitación de Colisiones
CT: Centro de Transformación
DECC: Departamento de Energía y Cambio Climático
DLMS: Device Language Message Specification (originally Distribution Line Message Specification)
DPP: Dynamic Peak Pricing
DSO: Distribution System Operators
EDIS: Energy Data Identification System
EEUU: Estados Unidos
EIA: Electronic Industries Alliance
EIBA: European Installation Bus Association
EHSA: European Home Systems Association
ENISA: European Union Agency For Network and Information Security
EPRI: Electric Power Research Institute
FCC: Federal Communications Commission
FEC: Forward Error Correction
FSK: Frequency-Shift Keying
FW: Firmware
GSM: Global System for Mobile communication - Sistema global para las comunicaciones móviles
HAN: Home Area Network
HFC: Hybrid fiber-coaxial
HW: Hardware
IEC: International Electrotechnical Commission
IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers
IHD: In-Home Display
IoT: Internet of Things
IPR: Intellectual Property Rights
ISMS: Information Security Management Systems
ITU: International Telecommunication Union
MAC: Capa de control de acceso al medio
MAP: Manufacturing Automation Protocol
MMS: Manufacturing Message Specification

NB: Nodo Base
NS: Nodo de Servicio
NWK: Capa de red de ZigBee
OBIS: OBject Identification System
OFDM: Orthogonal Frequency-Division Multiplexing
OSI: Open Systems Interconnection Model
PHY: Capa física
PLAN: PowerLine Automation Network
PLC: PowerLine Communications
PDU: Packet Data Unit
PPDU's: Physical Layer Protocol Data Units
PRIME: PowerLine Intelligent Metering Evolution
SAP: Punto de acceso de servicio
SAR: Segmentación y Reensamblado
SCP: Shared Contention Period
SDU: Shared Data Unit
SMIP: Programa de Implementación de Medición Inteligente
SNR: Signal to noise ratio – Relación Señal a Ruido
SS-AW: Spread-Spectrum Adaptive Waveband
SSCS: Service Specific Convergence Sublayer
SS-FH: Spread-Spectrum Fast Frequency-Hopping
SW: Software
TDM: Multiplexación por división de tiempo
TFM: Trabajo Fin de Master
TIC: Tecnologías de la Información y las Comunicaciones
TLV: Tipo-Longitud-Valor
UE: Unión Europea
UK: United Kingdom – Reino Unido
ZDO: Objetos de dispositivo ZigBee

10. Bibliografía

- [1] "PLC deployment and architecture for Smart Grid applications in Iberdrola," A. Sendin, J. Simon, I. Urrutia and I. Berganza, *18th IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications*, Glasgow, 2014, pp. 173-178.
- [2] "SMIP Smart Metering Equipment Technical Specifications", April 2012.
- [3] "Smart Metering Implementation Programme: In-Home Display", (Ref 94c/10), 27 July 2010.
- [4] "What do people 'learn by looking' at direct feedback on their energy consumption? Results of a field study in Southern France". *Energy Policy*, ISSN: 0301-4215, Vol: 108, Page: 593-605. Publication Year:2017
- [5] "Consumers' perceptions of energy use and energy savings: A literature review" Vedran Lesic¹, Wändi Bruine de Bruin^{1,2}, Matthew C Davis³, Tamar Krishnamurti² and Inês M L Azevedo^{2,4} Published 6 March 2018. *Environmental Research Letters*, Volume 13, Number 3
- [6] "Finding faults and influencing consumption: the role of in-home energy feedback displays in managing high-tech homes". Berry, S., Whaley, D., Saman, W. et al. *Energy Efficiency* (2017) 10: 787.
- [7] Recomendación de la comisión de 10 de octubre de 2014 relativa al modelo de evaluación del impacto sobre la protección de datos para redes inteligentes y para sistemas de contador inteligente. (2014/724/UE)
- [8] European Smart Metering Landscape Report "Utilities and Consumers", *USmart Consumer Project*, 2016.
- [9] "ZigBee Smart Energy Standard". Revision 19, version 1.2a, December 3rd 2014
- [10] "Draft Specification for PowerLine Intelligent Metering Evolution". *PRIME Alliance*, R1.3.6
- [11] DLMS Alliance. www.dlms.com
- [12] "Advanced Metering for Energy Supply in Australia," Dr. Favid Crossley, Energy Future Australia Pty Ltd., Australia, July. 2007.
- [13] "Analysis of Energy Savings using Smart Metering System and IHD (In-Home Display)", Tae-Seop Choi, Kyung-Rok Ko, Seong-Chan Park, Young-Sik Jang, Yong-Tae Yoon, Sang-Kug Im, *IEEE T&D Asia* 2009
- [14] "Case Study of Smart Meter and In-home Display for Residential Behavior Change in Shanghai, China", Peng Xua, Jingchun Shenb, Xingxing Zhangb,

Xudong Zhaob, Yingchu Qiand, *The 7th International Conference on Applied Energy – ICAE2015*.

[15] "In-home displays at household customers. Results from a Norwegian pilot study," *H. Sæle, D. E. Nordgård, K. A. Følstad and S. O. Riveksrød, 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), Stockholm, 2013, pp. 1-4.*

[16] www.tutorialspoint.com/sdlc/sdlc_waterfall_model.htm

[17] "Smart Grid Security Recommendations for Europe and Member States", *ENISA 2012*.

[18] ZigBee Alliance. www.zigbee.org

[19] ZigBee Alliance Document 053474r06: *ZigBee Specification, December 2004*.

[20] DLMS/COSEM Architecture and Protocols, *DLMS User Association, Green Book Edition 8.3*

[21] PRIME Alliance www.prime-alliance.org