

**Observatorio Industrial del  
Sector de la Electrónica, Tecnologías de la  
Información y Telecomunicaciones**

**SMART GRIDS Y LA EVOLUCIÓN DE LA RED  
ELÉCTRICA.**



## ÍNDICE

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 1.     | INTRODUCCIÓN.....  | 4  |
| 1.1.   | OBJETIVO Y ALCANCE.....  | 4  |
| 1.2.   | ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS.....  | 4  |
| 1.3.   | REFERENCIAS.....   | 6  |
| 1.4.   | ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO.....  | 9  |
| 1.5.   | METODOLOGÍA.....   | 9  |
| 2.     | LA RED ELÉCTRICA. EVOLUCIÓN HACIA LAS SMART GRIDS.....               | 10 |
| 2.1.   | DESCRIPCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS.....                                 | 10 |
| 2.1.1. | DESCRIPCIÓN.....   | 10 |
| 2.1.2. | PROBLEMÁTICA.....  | 12 |
| 2.2.   | CONCEPTO DE RED INTELIGENTE.....                                     | 14 |
| 2.2.1. | NECESIDAD DE LA RED INTELIGENTE.....                                 | 14 |
| 2.2.2. | HISTORIA Y EVOLUCIÓN.....  | 20 |
| 2.2.3. | DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS.....                                    | 22 |
| 2.2.4. | AGENTES INVOLUCRADOS / INTERESADOS.....                              | 24 |
| 2.2.5. | CONVERGENCIA ENTRE LA RED ELÉCTRICA Y LAS<br>TELECOMUNICACIONES..... | 25 |
| 2.2.6. | FASES HACIA LA RED INTELIGENTE.....                                  | 27 |
| 3.     | PRINCIPALES ASPECTOS Y TECNOLOGÍAS A CONSIDERAR.....                 | 31 |
| 3.1.   | MARCO NORMATIVO.....   | 33 |
| 3.2.   | RED DE TRANSPORTE.....   | 34 |
| 3.3.   | RED DE DISTRIBUCIÓN.....   | 35 |
| 3.3.1. | INTEROPERABILIDAD.....   | 36 |
| 3.3.2. | PROTOCOLOS DE COMUNICACIONES.....                                    | 38 |
| 3.3.3. | ORIENTACIÓN HACIA LAS REDES INTELIGENTES.....                        | 40 |
| 3.4.   | CONTADORES INTELIGENTES.....   | 44 |
| 3.4.1. | CLASIFICACIÓN.....   | 44 |
| 3.4.2. | DEFINICIÓN.....  | 45 |
| 3.4.3. | TECNOLOGÍA UTILIZADA.....  | 46 |
| 3.4.4. | PROTOCOLOS DE TELEGESTIÓN.....                                       | 51 |
| 3.4.5. | ESTANDARIZACIÓN.....   | 56 |
| 3.5.   | SISTEMAS ASOCIADOS.....  | 57 |
| 3.5.1. | ENERGÍAS RENOVABLES.....   | 57 |
| 3.5.2. | MICRORREDES.....   | 58 |
| 3.5.3. | VEHÍCULO ELÉCTRICO.....  | 59 |
| 3.5.4. | SISTEMAS DOMÓTICOS.....  | 60 |
| 3.6.   | SEGURIDAD.....   | 62 |
| 3.7.   | SMART GRIDS Y LA EFICIENCIA ENERGÉTICA.....                          | 64 |
| 3.8.   | ASPECTOS SOCIALES.....   | 65 |
| 4.     | EJEMPLOS, INICIATIVAS Y ACTIVIDADES.....                             | 66 |
| 4.1.   | EJEMPLOS Y PROYECTOS.....  | 66 |
| 4.2.   | PLAN DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE LA SMART GRID... ..            | 73 |
| 4.3.   | WEBS.....  | 75 |
| 4.4.   | EMPRESAS.....  | 75 |
| 4.5.   | IMPACTO DE LA IMPLANTACIÓN DE SMART GRID.....                        | 79 |
| 5.     | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....                                  | 81 |

## **Índice de Ilustraciones**

|  |    |
|--|----|
| Imagen 1. Demanda de energía eléctrica.....                                  | 11 |
| Imagen 2. Modelo energético actual .....                                     | 15 |
| Imagen 3. Modelo energético futuro .....                                     | 16 |
| Imagen 4. Nuevos elementos en el modelo energético. ....                     | 16 |
| Imagen 5. Emisiones CO2 mundiales. ....                                      | 17 |
| Imagen 6. Índice de emisiones CO2 / Requerimientos de energía primaria. .... | 19 |
| Imagen 7. Emisiones CO2 EEUU/ Requerimientos de energía primaria. ....       | 20 |
| Imagen 8. Optimización curva de consumo. ....                                | 32 |
| Imagen 9. Utilización de protocolos en la red de distribución. ....          | 40 |
| Imagen 10. Arquitectura IED. ....  | 41 |
| Imagen 11. Ejemplo de sistema de lectura. ....                               | 44 |
| Imagen 12. Dispositivos y aplicaciones en la red. ....                       | 46 |
| Imagen 13. Arquitectura ADE5169 .....  | 47 |
| Imagen 14. Arquitectura AS8268.....  | 48 |
| Imagen 15. Arquitectura CS5463.....  | 49 |
| Imagen 16. Arquitectura MAXQ3183 .....                                       | 49 |
| Imagen 17. Arquitectura MPC3905 .....  | 50 |
| Imagen 18. Arquitectura SA9904.....  | 50 |
| Imagen 19. Tecnologías más adecuadas en cada puerto de comunicación. ....    | 52 |
| Imagen 20. Tecnologías y comunicaciones GAD. ....                            | 60 |
| Imagen 21. Agentes en la Smart Grid. ....                                    | 63 |
| Imagen 22. Flujo de la electricidad. ....                                    | 76 |
| Imagen 23. Capa de comunicaciones en la Smart Grid.....                      | 76 |
| Imagen 24. Capa de aplicaciones de la Smart Grid.....                        | 77 |

## **Índice de Tablas**

|  |    |
|--|----|
| Tabla 1. Características Smart Grids.....    | 24 |
| Tabla 2. Fabricantes de CI.....              | 46 |
| Tabla 3. Posibles riesgos ante ataques ..... | 63 |

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. OBJETIVO Y ALCANCE

El objetivo de este documento es sintetizar los conceptos generales de las redes inteligentes (Smart Grids), los cambios que se prevén en la red eléctrica y las principales tecnologías que apoyarán el desarrollo de las mismas. Una Smart Grid es una red de transporte y distribución de energía eléctrica que tiene la capacidad de entender, asimilar, elaborar información y utilizarla adecuadamente, haciendo un uso intensivo de las tecnologías de la información y las comunicaciones.

Una Smart Grid es un sistema que permite la comunicación bidireccional entre el consumidor final (usuarios particulares o industriales) y las compañías eléctricas, de forma que la información proporcionada por los consumidores se utiliza por las compañías para permitir una operación más eficiente de la red eléctrica. Además, toda esa información permitirá ofrecer nuevos servicios a los clientes de forma complementaria a la propia energía eléctrica.

Otro aspecto importante asociado a las redes inteligentes es que deben facilitar la incorporación de las energías renovables, con las particularidades asociadas a las propias limitaciones de las fuentes de energía alternativas (principalmente la producción de forma irregular) y la falta de infraestructura eléctrica en sus ubicaciones habituales. También hay que destacar las ventajas que las redes inteligentes proporcionan para la integración del vehículo eléctrico.

Este documento se encuentra enmarcado dentro de los trabajos del Observatorio de Electrónica, tecnologías de la información y las telecomunicaciones y con este trabajo se pretende que las empresas conozcan los conceptos principales de las redes inteligentes, la situación actual de las mismas, las tecnologías intervinientes, las aplicaciones y ejemplos que existen actualmente y cuáles son los principales agentes involucrados. Con todo ello se facilita a las empresas información suficiente para desarrollar actividades de I+D+i en este campo.

## 1.2. ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

Este apartado recoge las abreviaturas y acrónimos utilizados a lo largo del documento.

|               |  |
|---------------|--|
| <b>AMI</b>    | <b>A</b> dvanced <b>M</b> etering <b>I</b> nfrastructure                         |
| <b>AMM</b>    | <b>A</b> utomated <b>M</b> eter <b>M</b> anagement                               |
| <b>AMR</b>    | <b>A</b> utomatic <b>M</b> eter <b>R</b> eading                                  |
| <b>APDU</b>   | <b>A</b> pplication <b>P</b> rotocol <b>D</b> ata <b>U</b> nit                   |
| <b>BPL</b>    | <b>B</b> roadband over <b>P</b> owel <b>L</b> ine                                |
| <b>BT</b>     | <b>B</b> aja <b>T</b> ensión   |
| <b>CECOEL</b> | <b>C</b> entro de <b>C</b> ontrol <b>E</b> léctrico de Red Eléctrica             |
| <b>CECRE</b>  | <b>C</b> entro de <b>C</b> ontrol de <b>R</b> égimen <b>E</b> special            |
| <b>CNAE</b>   | <b>C</b> lasificación <b>N</b> acional de <b>A</b> ctividades <b>E</b> conómicas |
| <b>COSEM</b>  | <b>C</b> ompanion <b>S</b> pecification for <b>E</b> nergy <b>M</b> etering      |
| <b>DLMS</b>   | <b>D</b> istribution <b>L</b> ine <b>M</b> essage <b>S</b> pecification          |

|              |   |
|--------------|---|
| <b>DNP</b>   | <b>D</b> istributed <b>N</b> etwork <b>P</b> rotocol  |
| <b>DOE</b>   | <b>D</b> eartment <b>O</b> f <b>E</b> nergy (EEUU)  |
| <b>DSP</b>   | <b>D</b> igital <b>S</b> ignal <b>P</b> rocessing   |
| <b>EDF</b>   | <b>É</b> lectricité <b>D</b> e <b>F</b> rance   |
| <b>EDIS</b>  | <b>E</b> nergy <b>D</b> ata <b>I</b> dentification <b>S</b> ystem                                   |
| <b>EMS</b>   | <b>E</b> nergy <b>M</b> anagement <b>S</b> ystem  |
| <b>EPS</b>   | <b>E</b> lectric <b>P</b> ower <b>S</b> ystem   |
| <b>FAN</b>   | <b>F</b> ield <b>A</b> rea <b>N</b> etwork  |
| <b>FEDIT</b> | <b>F</b> ederación <b>E</b> spañola de Entidades <b>D</b> e <b>I</b> nnovación y <b>T</b> ecnología |
| <b>FP</b>    | <b>F</b> ramework <b>P</b> rogramme   |
| <b>GPRS</b>  | <b>G</b> eneral <b>P</b> acket <b>R</b> adio <b>S</b> ervice  |
| <b>GSM</b>   | <b>G</b> lobal System for <b>M</b> obile communications   |
| <b>HAN</b>   | <b>H</b> ome <b>A</b> rea <b>N</b> etwork   |
| <b>ICP</b>   | <b>I</b> nterruptor de <b>C</b> ontrol de <b>P</b> otencia  |
| <b>IEA</b>   | <b>I</b> nternational <b>E</b> nergy <b>A</b> gency   |
| <b>IEC</b>   | <b>I</b> nternational <b>E</b> lectrotechnical <b>C</b> ommission                                   |
| <b>IED</b>   | <b>I</b> ntelligent <b>E</b> lectronic <b>D</b> evelopments   |
| <b>IEEE</b>  | <b>I</b> nstitute of <b>E</b> lectrical and <b>E</b> lectronics <b>E</b> ngineers                   |
| <b>IETF</b>  | <b>I</b> nternet <b>E</b> ngineering <b>T</b> ask <b>F</b> orce                                     |
| <b>IP</b>    | <b>I</b> nternet <b>P</b> rotocol   |
| <b>LAN</b>   | <b>L</b> ocal <b>A</b> rea <b>N</b> etwork  |
| <b>LCD</b>   | <b>L</b> iquid <b>C</b> rystal <b>D</b> isplay  |
| <b>LD</b>    | <b>L</b> ogic <b>D</b> evice  |
| <b>LN</b>    | <b>L</b> ogic <b>N</b> odes   |
| <b>MMS</b>   | <b>M</b> ultimedia <b>M</b> essaging <b>S</b> ystem   |
| <b>MPPT</b>  | <b>M</b> aximum <b>P</b> ower <b>P</b> oint <b>T</b> racking  |
| <b>MT</b>    | <b>M</b> edia <b>T</b> ensión   |
| <b>MTOE</b>  | <b>M</b> illion <b>T</b> onnes of <b>O</b> il <b>E</b> quivalent                                    |
| <b>NES</b>   | <b>N</b> etwork <b>E</b> nergy <b>S</b> ervices   |
| <b>NIST</b>  | <b>N</b> ational <b>I</b> nstitute of <b>S</b> tandards and <b>T</b> echnology                      |
| <b>OMEL</b>  | <b>O</b> perador del <b>M</b> ercado <b>E</b> lctrico   |
| <b>OPEN</b>  | <b>O</b> pen <b>P</b> ublic <b>E</b> xtended <b>N</b> etwork  |
| <b>OSI</b>   | <b>O</b> pen <b>S</b> ystem <b>I</b> nterconnection   |
| <b>PLC</b>   | <b>P</b> ower <b>L</b> ine <b>C</b> arrier  |
| <b>ppm</b>   | <b>P</b> artes <b>p</b> or <b>m</b> illón   |
| <b>PSTN</b>  | <b>P</b> ublic <b>S</b> witched <b>T</b> elephone <b>N</b> etwork                                   |
| <b>PWM</b>   | <b>P</b> ulse <b>W</b> idth <b>M</b> odulation  |
| <b>RD</b>    | <b>R</b> eal <b>D</b> ecreto  |
| <b>REE</b>   | <b>R</b> ed <b>E</b> lctrica <b>E</b> spañola   |
| <b>RTC</b>   | <b>R</b> eal <b>T</b> ime <b>C</b> lock   |
| <b>RTU</b>   | <b>R</b> emote <b>T</b> erminal <b>U</b> nit  |
| <b>SCADA</b> | <b>S</b> upervisory <b>C</b> ontrol <b>A</b> nd <b>D</b> ata <b>A</b> cquisition                    |
| <b>SCL</b>   | <b>S</b> ubstation <b>C</b> onfiguration <b>L</b> anguage   |
| <b>SCSM</b>  | <b>S</b> ystem <b>C</b> enter <b>S</b> ervice <b>M</b> anager                                       |
| <b>SPI</b>   | <b>S</b> erial <b>P</b> eripheral <b>I</b> nterface   |
| <b>TB</b>    | <b>T</b> era <b>B</b> ytes  |
| <b>TCP</b>   | <b>T</b> ransmission <b>C</b> ontrol <b>P</b> rotocol   |
| <b>TI</b>    | <b>T</b> ecnologías de la <b>I</b> nformación   |
| <b>TIC</b>   | <b>T</b> ecnologías de la <b>I</b> nformación y la <b>C</b> omunicación                             |
| <b>TOU</b>   | <b>T</b> ime <b>O</b> f <b>U</b> se   |

|             |  |
|-------------|--|
| <b>UART</b> | <b>U</b> niversal <b>A</b> synchronous <b>R</b> eceiver- <b>T</b> ransmitter |
| <b>UHV</b>  | <b>U</b> ltra – <b>H</b> igh <b>V</b> oltage                                 |
| <b>VPN</b>  | <b>V</b> irtual <b>P</b> rivate <b>N</b> etwork                              |
| <b>WAMS</b> | <b>W</b> ide <b>A</b> rea <b>M</b> easurement <b>S</b> ystem                 |
| <b>WAN</b>  | <b>W</b> ireless <b>A</b> rea <b>N</b> etwork                                |
| <b>WTUR</b> | <b>W</b> ind <b>T</b> urbine general information                             |
| <b>XML</b>  | <b>eX</b> tensible <b>M</b> arkup <b>L</b> anguage                           |

### **1.3. REFERENCIAS**

A continuación se presentan aquellos documentos que se han consultado o a los que se hace referencia a lo largo de los trabajos:

- [COMISIÓN EUROPEA. 20, 20 BY 2020 - EUROPE'S CLIMATE CHANGE OPPORTUNITY. 2008]
- [JEREMY RIFKIN. LA CIVILIZACIÓN EMPÁTICA. 2010]
- [INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. WORLD ENERGY OUTLOOK. 2009]
- [VARIOS AUTORES. ROADMAP FOR A LOW-CARBON POWER SECTOR BY 2050. 2009]
- [VARIOS AUTORES, EURELECTRIC. PATHWAYS TO CARBON-NEUTRAL ELECTRICITY IN EUROPE BY 2050. EURELECTRIC. 2010]
- [ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. THE POWER TO REDUCE CO2 EMISSIONS. 2007]
- [VISION AND STRATEGY FOR EUROPE'S ELECTRICITY NETWORKS OF THE FUTURE - EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM. 2006]
- [THE SMART GRID: ENABLING ENERGY EFFICIENCY AND DEMAND RESPONSE - CLARK GELLINGS. 2009]
- [SMARTGRIDS - EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM (WWW.SMARTGRIDS.EU)]
- [THE SMART GRID: ENABLING ENERGY EFFICIENCY AND DEMAND RESPONSE - CLARK GELLINGS. 2009]
- [SMART GRID IMPLEMENTATION STRATEGY (SGIS) - WWW.NETL.DOE.GOV. 2008]
- [REVISTA ELECTRO INDUSTRIA – JUNIO 2010]
- [THE SMART GRIDS: AN INTRODUCTION – U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. 2008]
- [THE INTELLIGENT GRID – JOSÉ MORALES BARROSO. 2009]
- [TRANSITANDO EL CAMINO HACIA LA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE: MODERNIZANDO LA INFRAESTRUCTURA CRÍTICA DE COMUNICACIONES. ESTUDIO INFORMATIVO - VERIZON. 2008]
- [IMPACT OF CYBER-SECURITY REQUIREMENTS ON THE SUBSTATION PROCESS CONTROL. D. GIARRATANO, H. ECKHARD. 2010]

- [REE. "EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL. 2009"]
- [HARMONIZATION OF CIM WITH IEC STANDARDS: DRAFT REPORT FOR CIM AND OTHER IEC WORKING GROUPS. EPRI, PALO ALTO. 2006.]
- [SMART METERING TECHNOLOGY PROMOTES ENERGY EFFICIENCY FOR A GREENER WORLD. AUSTIN HARNEY (ANALOG DEVICES). 2008]
- [EL CONCEPTO DE SMART METERING EN EL NUEVO ESCENARIO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. FRANCISCO CASELLAS, GUILLERMO VELASCO, FRANCESC GUINJOAN. 2009]
- [NEW METHODOLOGY FOR REMANENT LIFE ASSESSMENT OF OIL-IMMERSED POWER TRANSFORMERS. W. FLORES, E. MOMBELLO, J. JARDINI. 2010]
- [TRANSFORMER LIFE PREDICTION USING DATA FROM UNITS REMOVED FROM SERVICE AND THERMAL MODELLING. P. JARMAN, R. HOOTON, L. WALKER, Z. WANG. 2010]
- [NEW APPROACH OF MAINTENANCE OF POWER TRANSFORMERS AND MAIN ACCESSORIES: OFF - LINE TEST VS. ON - LINE MONITORING SYSTEMS. H. CAGO, E. PALAZUELOS, J.I. ANGUAS. 2010]
- [PREDICTION OF THE OIL FLOW AND TEMPERATURE DISTRIBUTION IN POWER TRANSFORMERS BY CFD. S. TENBOHLEN, A. WEINLADER, R. WITTMACK. 2010]
- [SPECIAL REQUIREMENTS ON SURGE ARRESTER DESIGN FOR UHV A.C. SYSTEMS ABOVE 800 KV SYSTEM VOLTAGE. R. GOHLER, K. H. WECK, V. HINRICHSEN. 2010]
- [1200 KV TRANSMISSION NETWORK AND DEVELOPMENT STATUS OF 1200 KV TECHNOLOGY IN INDIA. V. RAMAKRISHNA, R.N. NAYAK. 2010]
- [APPLICATION OF MODERN TECHNOLOGY TO OPTIMIZE SWITCHING OF COMPENSATED LINES. T. JUNG, J.L. RAYON, A. FANGET. 2010]
- [IMPROVING SYSTEM AND EQUIPMENT PERFORMANCE BY CONTROLLED SWITCHING. A. CALAZANS, J.N. DE LIMA, N. VALENÇA. 2010]
- [USE OF OPTICAL INSTRUMENT TRANSFORMER FOR HIGH-VOLTAGE TESTING. F. RAHMATIAN, D. F. PELO. 2010]
- [MEGACITY UNDERGROUND SUBSTATION TECHNICAL REQUIREMENTS AND IMPLEMENTATION EXPERIENCES. H NAKAJIMA, T. SATO, T. WATANABE. 2010]
- ["SMART SWITCHGEAR" USING IEC STANDARD 61850 - FIRST EXPERIENCE GAINED WITH A PILOT PROJECT IN A 380/110 KV SUBSTATION. J.HAUDE, B. WÜHRMANN, U. SUNDERMANN. 2010]
- [INTELLIGENT COMPACT SUBSTATION OF POWER DISTRIBUTION. J.M. BYEON, J.G. LEE, S.W. LEE. 2010]
- [CASE STUDY: IMPLEMENTATION OF IEC 61850 IN JAVA-BALI TRANSMISSION SYSTEM. T. FERMI, E. NOVRIZAL. 2010]
- [SYSTEM FOR INTEGRATION OF PROTECTION AND CONTROL DEVICES. G.A. ARRUDA, J.F. MESQUITA, I.P. SIQUIERA. 2010]

- [SCENARIOS FOR FUTURE SUBSTATION AUTOMATION SYSTEMS. L. HOSENLOPP. 2010]
- [THE IMPACT OF RENEWABLE ENERGY SOURCES AND DISTRIBUTED GENERATION ON SUBSTATION PROTECTION AND AUTOMATION. J.A. GONZÁLEZ, A. DYSKO, G. LLOYD. 2009]
- [PROTECTION SECURITY ASSESSMENT – GOING ALONG WITH THE DEVELOPMENT OF TODAY’S NETWORKS TO SMART GRIDS. J. JÄGER, R.KREBS, F. BALASIU. 2010]
- [CONVERTING FIELD RECORDED DATA TO INFORMATION: NEW REQUIREMENTS AND CONCEPTS FOR THE 21ST CENTURY AUTOMATED MONITORING SOLUTIONS. P.T. MYRDA, S. STERNFELD, T. POPOVIC. 2010]
- [MULTIPURPOSE ARCHITECTURE MODEL OF PHASOR DATA CONCENTRATOR. I. IVANKOVIC, S. SKOK, R. MATICA. 2010]
- [COMMUNICATION BETWEEN SUBSTATION WITH 61850 TECHNOLOGY AND CONTROL CENTRE. C. BRUNER, W. BRODT, H. ENGLERT. 2010]
- [MARKET DESIGNS FOR A BETTER INTEGRATION OF INTERMITTENT GENERATION: EUROPEAN EXPERIENCE AND FUTURE TRENDS. M. DUPUY, B. PEYRON, E. COLOMBO. 2010]
- [CUSTOMER INVOLVEMENT IN LOAD CONTROL VIA CAPACITY MARKET MECHANISMS. F.Y. OPADCHIY, A.M. KATAYEV. 2010]
- [LEEDS D J. *THE SMART GRID IN 2010: MARKET SEGMENTS, APPLICATIONS AND INDUSTRY PLAYERS*. GTM RESEARCH. 2009]

## **1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO**

En el capítulo 1 Introducción, se describe el objetivo y el alcance del documento, se mencionan las referencias utilizadas y se describen los pasos que se han seguido para la elaboración del documento.

En el capítulo 2 se hace una descripción de las redes eléctricas, la problemática principal y las tendencias y evolución hacia las Smart Grids.

En el capítulo 3 se citan los diversos aspectos que intervienen en las redes inteligentes así como las tecnologías que los cubren. En este apartado se ha profundizado en aquellos aspectos técnicos que o bien son ya una realidad asociada a las redes inteligentes o se prevé que pueden serlo.

En el capítulo 4 se presentan ejemplos actuales de las Smart Grids, proyectos en curso, aplicaciones y actores principales que intervienen en el desarrollo.

Finalmente el capítulo 5 Conclusiones y Recomendaciones, hace un resumen de las principales conclusiones relativas a las tecnologías y conceptos descritos en el estudio, así como unas recomendaciones generales.

## **1.5. METODOLOGÍA**

En este apartado se recogen los pasos que se han seguido para obtener los resultados expuestos en el documento.

Como primer paso se ha realizado un estado del arte de toda la información relevante relacionada con la red eléctrica, su problemática y la justificación de las redes inteligentes. A partir de esa información se han detectado las tecnologías clave y su implicación en el desarrollo de las redes.

El paso siguiente ha sido realizar un estudio de estas tecnologías, buscando información relacionada con las redes inteligentes y detallando los principales aspectos técnicos.

Se han buscado aplicaciones y ejemplos de las pruebas pilotos existentes así como un estudio de las plataformas tecnológicas existentes y de los principales proyectos que están permitiendo la definición y el desarrollo de las redes inteligentes.

Toda la información se ha introducido en diferentes versiones del documento que se ha circulado entre los miembros del equipo de trabajo para su revisión y aprobación definitiva.

A lo largo de todo el documento se ha utilizado tanto el término “Smart Grid” como “Redes Inteligentes” indistintamente para la referencia al objeto del documento.

## **2. LA RED ELÉCTRICA. EVOLUCIÓN HACIA LAS SMART GRIDS**

### **2.1. DESCRIPCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS**

#### **2.1.1. DESCRIPCIÓN**

De una forma generalista, se entiende por red eléctrica el conjunto de líneas, transformadores e infraestructuras que llevan la energía eléctrica desde los centros de producción hasta todos los consumidores. Estas redes son las encargadas de transportar y distribuir la electricidad generada en las centrales (ya sean las tradicionales nucleares, hidráulicas, de carbón o las más recientes de ciclo combinado o renovables) hasta los puntos de consumo final. Sin embargo las redes actuales están diseñadas y en funcionamiento desde la mitad del siglo pasado (donde los principales centros de producción estaban lejanos de las poblaciones) y deben de ser rediseñadas para convertirse en redes más efectivas y robustas, de forma que puedan soportar las necesidades futuras (tanto desde el punto de vista de los consumidores como de las características de las centrales basadas en energías alternativas).

En todas las redes se pierde parte de la energía en el transporte y la distribución. La actividad de transporte consiste en la conducción de la energía eléctrica a muy alta tensión (ya que se aseguran unas pérdidas de red menores) y se considera cuando la tensión es igual o superior a 220kV (generalmente 400kV y/o 220kV), además de las interconexiones con otros países. Por otra parte la actividad de distribución consiste en la transmisión o transporte de energía eléctrica (tensiones de 132kV e inferiores) desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo. A medida que nos acercamos a los puntos finales de consumo es preciso conseguir valores de tensión dentro de la baja tensión (normalmente tensiones que no superan los 1000V) operación que se realiza en los centros de transformación. Entre la instalación final del usuario y los centros de transformación existe una infraestructura, denominada red de enlace, y que permite la interconexión y protección de las instalaciones.

Todas estas transformaciones están soportadas por diferentes elementos (transformadores, protecciones, seccionadores, elementos de control y mando, equipos de medida, etc.), elementos que al igual que el resto de la infraestructura deben soportar las necesidades futuras.

En España están separadas las actividades de generación, transporte y distribución, recayendo en Red Eléctrica el transporte de electricidad y la operación del sistema eléctrico. Red Eléctrica transporta la energía eléctrica en alta tensión mediante la gestión de las infraestructuras eléctricas que forman la red de transporte y enlazan las centrales de generación (de todos los tipos) con las redes de distribución a los consumidores. Por otra parte, la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades. Esto implica que su producción debe igualarse a su consumo en todo momento y debe existir un equilibrio constante de la producción con la demanda. Esa es la otra gran función de Red Eléctrica, la de operador del sistema, en la que debe de prever el consumo y supervisar en tiempo real las instalaciones de generación y transporte de forma que la producción de las centrales sea la demanda real de los consumidores. Si hay desviaciones debe de enviar las órdenes necesarias (tanto de aumento como de disminución) a las centrales para que ajusten la producción y se iguale a la demanda. Para cada día se hace una previsión de la curva de demanda, que se va ajustando según las necesidades reales. Dicha curva presenta una forma

típica con los picos en las horas cercanas al mediodía y la tarde y valles en el intermedio y la noche.

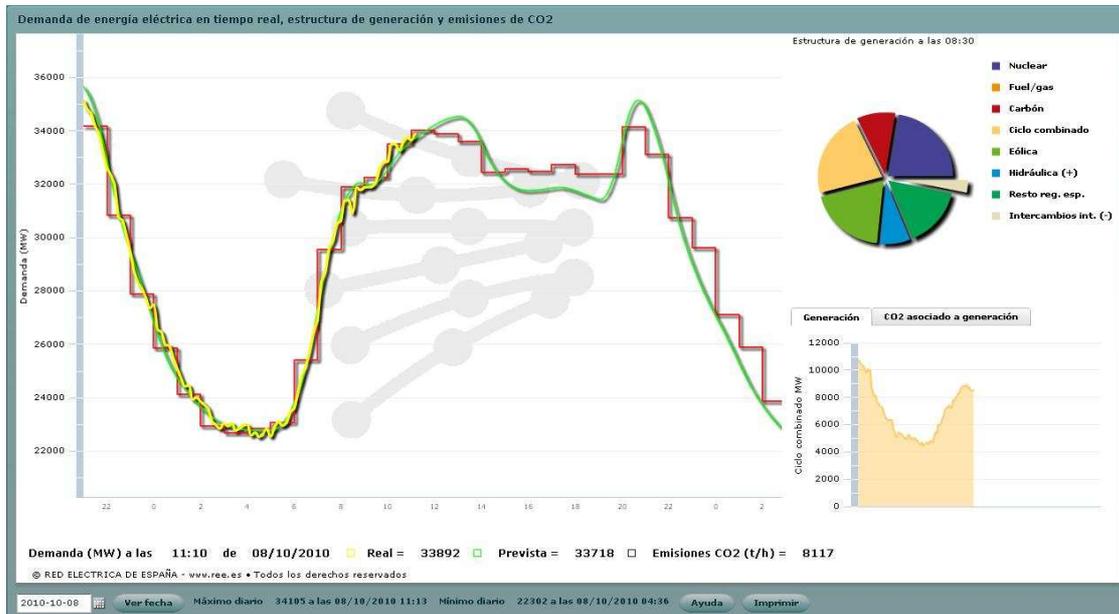


Imagen 1. Demanda de energía eléctrica. Fuente: REE

La Ley del Sector Eléctrico 54/1997 y la modificación del 17/2007 del 4 de julio establecen en España un mercado interno mayorista de electricidad para el que era necesario una red de transporte bien gestionada así como una operación del sistema única del sistema, tareas que, como se ha comentado, recaen en Red Eléctrica.

Esto implica que se ha liberalizado la actividad de generación y que los productores de electricidad pueden realizar ofertas, tanto al mercado mayorista como a través de contratos bilaterales, al precio que deseen y que los consumidores pueden comprar la energía al productor que más le convenga. En realidad se define el concepto de agente de mercado que son las empresas autorizadas para actuar en el mercado como compradores (distribuidores y comercializadores y consumidores cualificados de energía eléctrica) y vendedores de la electricidad (productores, distribuidores y comercializadores y productores en régimen especial) y se pueden alcanzar acuerdos mediante contratos bilaterales físicos o bien directamente participando en el mercado mayorista. Los productores hacen ofertas de cantidades de electricidad a un determinado precio para cada hora del día y los consumidores o los comercializadores que les venden la energía hacen las ofertas de compra. El proceso de casación en el mercado favorece a las ofertas de venta más baratas y a las ofertas de compra más elevadas.

Los contratos bilaterales generalmente se realizan en los mercados denominados a plazo en los que con gran tiempo de antelación (semanas, meses e incluso más) a la generación y consumo de la electricidad, se intercambian los contratos. Cuando llega el día anterior al que la energía va a ser intercambiada (producida y consumida) los agentes del mercado negocian la energía para cada hora del día en el denominado mercado diario organizado por el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL). Además, ya dentro del propio día se producen ajustes de posiciones comerciales en los llamados mercados intradiarios. Finalmente a muy corto plazo (horas o minutos antes de la producción y consumo) se hacen también intercambios (denominados servicios complementarios y que se ejecutan en varios mercados organizados por el Operador del Sistema, que es Red Eléctrica como se ha comentado) para que la generación

ajuste con la demanda y el sistema eléctrico esté en equilibrio y funcione con la seguridad y calidad necesaria.

Desde un punto de vista técnico, para la Operación del Sistema se dispone de centros de control que monitorizan el estado de la red y sus parámetros eléctricos, a través de una red de telecomunicaciones, que gestiona principalmente la red de transporte y los distintos centros de control propios o de los principales actores. En cuanto al Operador del Mercado Eléctrico, dispone de los medios necesarios (como certificados digitales integrados en tarjetas inteligentes o sistemas de almacenamiento redundante y respaldo) que garantizan la seguridad total del sistema.

En la actualidad hay aproximadamente unos 750 agentes (entre Agentes Productores, Agentes Productores en Régimen especial, Agentes Distribuidores, Agentes Comercializadores y Agentes Consumidores Cualificados) y su gran mayoría corresponde a los productores en régimen especial (principalmente procedente del tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, eólica, solar y cogeneración). Las que tienen por origen las energías renovables tienen las peculiaridades propias de la energía en cuanto a disponibilidad y planificación. Además su gran crecimiento obliga a la modificación de las infraestructuras para permitir su evacuación y todos los ajustes necesarios para permitir la operación del sistema. Por otra parte la demanda de energía es cada vez mayor y todo el conjunto hace que los sistemas eléctricos funcionen en condiciones cercanas a sus límites.

Las más recientes modificaciones tecnológicas en el sector han ido ligadas a las redes de transporte, la operación del sistema eléctrico, la operación del mercado, etc. y en definitiva a completar la legislación mencionada. Sin embargo, desde los puntos de distribución a los consumidores domésticos finales apenas ha habido modificaciones. En la actualidad se están empezando a sustituir los tradicionales contadores analógicos por los nuevos contadores digitales con características orientadas a incentivar el ahorro del consumo y la telegestión.

Hay que tener en cuenta la futura participación de los consumidores finales domésticos en todo el mercado, tanto desde el punto de vista de la producción (placas solares, microgeneración, etc.) como desde el punto de vista del consumo (adecuación del consumo en función de los posibles precios ofertados). Además la incorporación del coche eléctrico a nuestras vidas es una realidad, pudiendo actuar tanto como consumidor como productor.

## **2.1.2. PROBLEMÁTICA**

La realidad es que hoy por hoy la infraestructura de red eléctrica existente parece que cumple parte de las expectativas (desde la generación tradicional y renovable hasta el transporte y parte de la distribución) pero tiene que mejorar notablemente desde el punto de vista del usuario final y las funcionalidades que se espera de ella. Las previsiones indican un crecimiento moderado de la demanda, un fuerte incremento de las energías renovables y una necesidad de potencia firme y flexible. Todo ello está haciendo que aparezca un nuevo concepto de red eléctrica, las redes inteligentes cuya definición básica puede corresponder a "Las redes inteligentes son las redes eléctricas que pueden integrar de manera inteligente el comportamiento y las acciones de todos los actores conectados a ellas (quienes generan electricidad, quienes la consumen y quienes realizan ambas acciones) para proporcionar un suministro de electricidad seguro, económico y sostenible".

Además de los aspectos anteriormente mencionados relacionados con la descripción actual de la red eléctrica, hay otra serie de problemas y/o necesidades que se han ido acumulando en los últimos años. Son variados y van desde la antigüedad de las infraestructuras, motivos puramente económicos hasta las necesidades de integración de las nuevas energías renovables y el coche eléctrico.

Cada día es más caro el combustible utilizado por las plantas de generación de energía tradicionales, lo mismo que lo es la propia construcción de las centrales. Por otra parte, está el problema que se produce durante los picos de demanda, que obliga a activar plantas especiales para poder suministrar esas necesidades de energía. Esas plantas se utilizan únicamente durante esos periodos, con los sobrecostes que ello supone y que repercute directamente en las facturas que pagamos.

Los picos se suelen producir en franjas horarias donde todos los consumidores acceden simultáneamente a sus electrodomésticos, aunque en general no sean conscientes de ello. La posibilidad de conocer en tiempo real el coste de la energía por parte del usuario final hace que pueda elegir cuándo utilizar determinados electrodomésticos repercutiendo en el coste final de sus facturas y a reducir los picos de consumo.

Para ello sería necesario disponer de contadores inteligentes en todos los puntos de consumo, principalmente usuarios domésticos. Otro aspecto que estos contadores permitirían mejorar sería la integración de las energías renovables para los usuarios finales que dispongan por ejemplo de paneles solares (o de elementos de microgeneración) permitiendo, además de generarse su propia electricidad, la inyección en la red (y su correspondiente pago) de la energía generada durante los picos de consumo. Estas iniciativas deben estar soportadas por todas las compañías y sería necesario que estuviesen acompañadas de las correspondientes reformas normativas y legales.

También hay que tener en cuenta que el negocio de las compañías eléctricas es vender energía y hay una relación directa entre la energía que venden y sus beneficios. De esta forma, es difícil que una compañía decida fomentar la reducción de los consumos a sus clientes. Esto debe de ir acompañado de nuevas políticas que incentiven la eficiencia y regeneración de las infraestructuras existentes.

Otro problema relacionado con el coste de la energía es, además del coste propio de las materias primas, la amenaza que supone la dependencia (en todos sus aspectos) de los suministradores, y más si lo son de otros países. Subidas en los precios o restricciones en los suministros pueden hacer no viables estrategias y proyectos importantes para la sociedad. La facilidad de la integración de las energías renovables (cuya generación es habitualmente local) y un consumo sostenible, razonable y controlado por parte de los usuarios puede hacer que se reduzcan esas dependencias y los costes asociados.

Los aspectos medioambientales también están presentes. Muchas de las centrales actuales utilizan combustibles fósiles (petróleo, carbón, etc.) con sus correspondientes implicaciones en emisiones de humos y gases que provocan el efecto invernadero. Aunque cada vez se están introduciendo más puntos de generación asociados a las energías renovables, su impacto en el total aún es reducido (aunque cada vez es más significativo, llegando a un 35% en los primeros nueve meses del 2010 en España). Es preciso avanzar en investigaciones y sistemas que ayuden a mejorar aspectos como la eficiencia y la reducción de gases así como la facilidad de integración de las energías renovables, tanto desde ubicaciones centralizadas como desde puntos de generación distribuidos.

La fiabilidad de la energía y su distribución es otro matiz a tener en cuenta. A pesar de que hoy en día la fiabilidad es muy alta, aún existe una gran pérdida económica y social debida a la falta de electricidad en determinadas ocasiones. Además, muchas veces las propias compañías no detectan dichos apagones hasta que los usuarios finales les informan y es habitual que sea necesario el desplazamiento físico de los empleados para determinar qué partes de la red están dañadas. Otro problema adicional es que si no se ataja rápidamente el fallo, puede provocar un fallo en cascada debido a la congestión y sobrecargas que se producen. La implementación de sistemas automáticos inteligentes puede hacer que las eléctricas tengan un conocimiento en tiempo real de toda la red permitiendo una rápida reacción, la detección previa de problemas potenciales y la minimización del impacto de un fallo. Además, si se dispone de una conexión directa con todos los clientes finales se puede comprobar el estado de sus líneas, consumos y suministros, pudiendo actuar antes de que se produzca el aviso del fallo.

También se ha comentado anteriormente que las infraestructuras que están generando la electricidad actualmente son obras que se han realizado hace muchos años y por lo tanto con una tecnología y prestaciones ya muy obsoleta. Así como en el campo de las telecomunicaciones ha habido mucho cambio e inversiones, no lo ha habido en el sector eléctrico que sigue funcionando con instalaciones y servicios de hace muchos años. Es preciso la inversión en nuevas infraestructuras, que asociados a la reducción de costes de las telecomunicaciones, los avances en sensores y sistemas más inteligentes y procesadores más potentes y rápidos harán que la generación, distribución y gestión de energía sea más barata, ecológica y permita ofrecer una nueva serie de nuevos servicios a los usuarios finales.

Para ello es importante la definición de estándares. Si la infraestructura de las eléctricas tiene que interoperar con otros sistemas e industrias (calefacción y aire acondicionado, dispositivos del hogar como los electrodomésticos, en futuro los coches eléctricos, etc.) debe estar acompañada de estándares que permitan esa interoperabilidad. Todas estas motivaciones lleva a la definición de lo que son las Smart Grids.

Las redes inteligentes integran las tecnologías de la información con las infraestructuras eléctricas actuales haciendo una "Internet de la energía" (comunicaciones bidireccionales, flujo multidireccional de la energía y completamente automatizada y controlada).

## **2.2. CONCEPTO DE RED INTELIGENTE**

### **2.2.1. NECESIDAD DE LA RED INTELIGENTE**

La humanidad ha experimentado en el último siglo un desarrollo inmenso sustentado en el consumo energético basado en el aprovechamiento de fuentes de energía de origen fósil. Estas energías han sido explotadas suponiendo una disponibilidad ilimitada, y sin valorar en ningún momento los costes ambientales ocasionados.

Basados en esta forma de consumir combustibles fósiles, el ser humano se ha basado hasta la actualidad, en un modelo energético en el cual se sigue un rigurosa cadena que se lleva a cabo en el siguiente orden: generación, distribución, transporte y consumo.

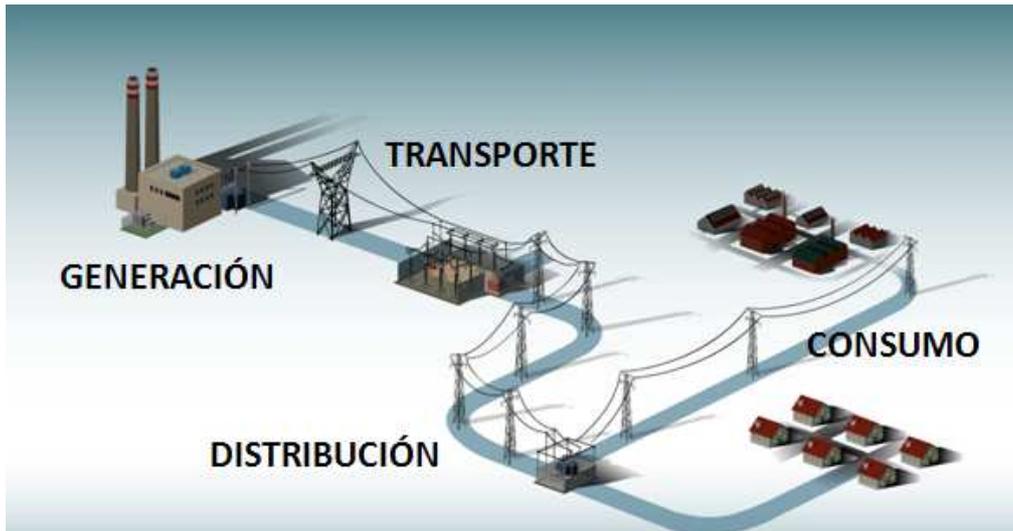


Imagen 2. Modelo energético actual .Fuente: REE

Sin embargo, el cambio de este modelo es más que una necesidad hoy en día, tendiendo el nuevo modelo a la diversificación de las fuentes de energía, un mayor aprovechamiento de las energías renovables y la eficiencia y el ahorro energético.

El nuevo modelo energético pretende transformar el sistema actual en un sistema distribuido, en el cuál cualquier agente que esté conectado a la red tiene la posibilidad de aportar energía, posibilitando la creación de microgeneradores, de forma que no existe una dependencia tan directa como con la generación energética actual.

Gracias a este tipo de red es posible disminuir drásticamente las pérdidas por el transporte energético, facilitar la conexión a la red de todo tipo de energías renovables (facilitando la integración de porcentajes crecientes de energías no gestionables como la eólica o la solar), soportar las capacidades de almacenamiento energético, soportar la conexión masiva de vehículos eléctricos o híbridos (tanto para cargar como para volcar energía a la red), etc.

Para poder llevar a cabo todas las acciones mencionadas, la red del futuro deberá:

- Permitir la autogestión de incidencias, tratando los errores producidos en la red y asegurando el flujo eléctrico en todos los puntos.
- Estar dotada de resistencia frente a ataques y desestabilizaciones.
- Potenciar la participación activa de los consumidores, incentivando la generación local de energía y la entrega del exceso energético a la red en horas punta.
- Tener capacidad de suministro de energía de calidad adecuada a la era digital, gracias a un mayor número de puntos de generación que permitirá la entrega de diferentes calidades energéticas para cada tipo de aplicación.
- Acomodarse a una amplia variedad de modalidades de generación y almacenamiento, gracias a las microrredes y a la generación energética distribuida.
- Facilitar el florecimiento de mercados, debido a la inclusión de nuevos elementos en la red como el vehículo eléctrico, un mayor número de energías renovables, etc.
- Realizar una optimización más eficiente de sus activos y operación, gracias a la automatización de todos los elementos implicados.



Imagen 3. Modelo energético futuro. Fuente: Smart Grids: European Technology Platform

Como se ha comentado anteriormente, una de las principales motivaciones para el cambio del modelo energético es el aspecto medioambiental. En este nuevo modelo de desarrollo sostenible, las energías de origen renovable, son consideradas como fuentes de energía inagotables, y con la peculiaridad de ser energías limpias, con las siguientes características: suponen un nulo o escaso impacto ambiental, su utilización no tiene riesgos potenciales añadidos, indirectamente suponen un enriquecimiento de los recursos naturales y son una alternativa a las fuentes de energía convencionales, pudiendo sustituirlas paulatinamente.

Teniendo en cuenta estos aspectos entre otros, la Comisión Europea se reunió en 2008 para elaborar el plan conocido como Plan 20-20-20. La estrategia 20-20-20 es una iniciativa lanzada para luchar contra el cambio climático con un objetivo claro: reducir las emisiones de gases invernadero en un 20%; ahorrar un 20% en el consumo energético; y proveer al sistema energético con al menos un 20% de renovables; todo ello para 2020.

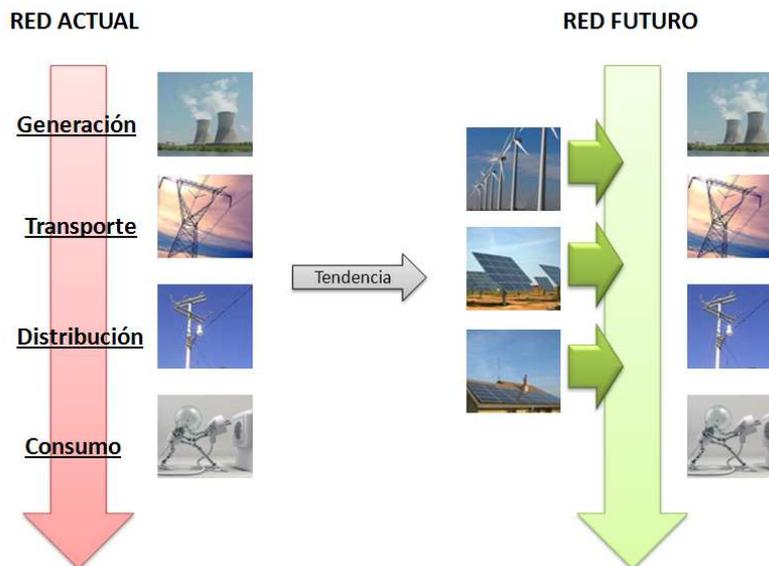


Imagen 4. Nuevos elementos en el modelo energético. Fuente: Elaboración propia

Este cambio drástico de la forma en la que el ser humano consume energía, está comenzando a ser catalogado por algunas personas (entre ellos Jeremy Rifkin, presidente de The Foundation on Economic Trends) como una tercera revolución industrial. Si bien es cierto que el petróleo, el carbón y el gas natural seguirán constituyendo una parte sustancial de la energía del mundo hasta bien avanzado el siglo XXI, existe un consenso creciente en cuanto a que estamos avanzando hacia el crepúsculo de este periodo en el que la totalidad de los costes de nuestra adicción al combustible fósil se están convirtiendo en un lastre para la economía mundial.

De esta forma aunque se está haciendo lo posible para garantizar el uso eficiente de los recursos fósiles de que aún disponemos, y se está experimentando con tecnologías de energía limpia con el fin de reducir las emisiones de dióxido de carbono procedentes de la quema de combustibles convencionales, los expertos aseguran que una mayor eficiencia energética y una reducción obligatoria de los gases de efecto invernadero no son suficientes, en sí mismos, para poder enfrentar la crisis sin precedentes del agotamiento de las reservas de petróleo.

De cara al futuro todos los gobiernos deberán explorar formas alternativas de energía y crear modelos económicos innovadores, con el fin de que las emisiones de carbono sean lo más próximas posibles a cero, para lo cual será necesario apoyarse en tres pilares fundamentales: energía renovable, tecnología de almacenamiento y redes eléctricas inteligentes.

Estos tres pilares serán fundamentales, siendo el desarrollo de cada uno de ellos necesario para el resto, de forma que una vez estén desarrollados completamente se fundará un nuevo paradigma social-económico.

La situación internacional, fuera de Europa, no es muy diferente a lo que se ha comentado. La Agencia Internacional de Energía, en su *World Energy Outlook* publicado en 2009, realiza un profundo análisis de las políticas climáticas y ha planteado un escenario en el que se limitan las emisiones de gases de efecto invernadero (a 450 ppm de CO<sub>2</sub>). Con este escenario se realiza una comparación con el escenario de resultado de no aplicar cambios en la política de generación energética mundial.

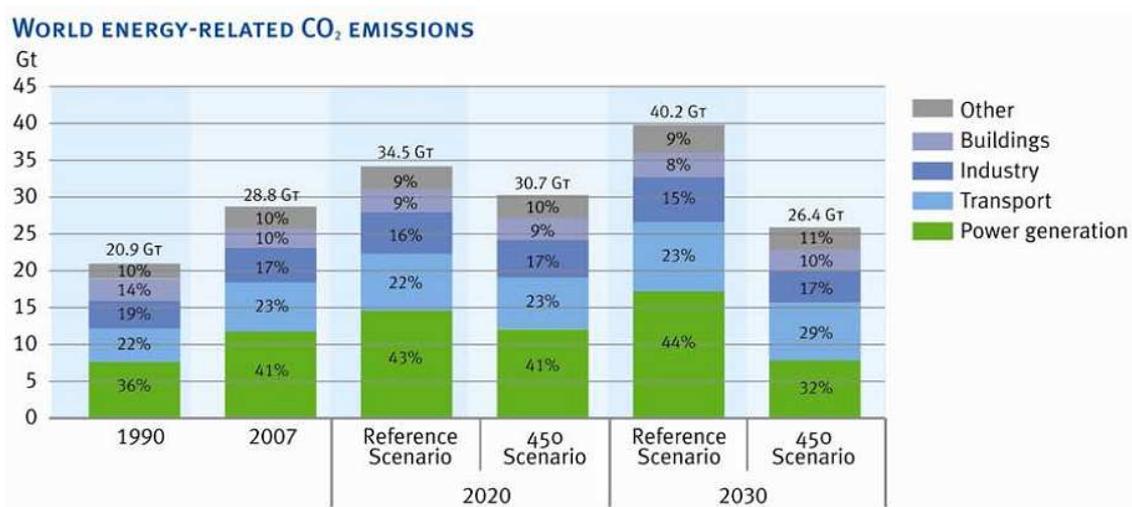


Imagen 5. Emisiones CO<sub>2</sub> mundiales. Fuente: IEA

De esta forma la hoja de ruta dividida por zonas para una producción energética baja en emisiones de CO2 queda de la siguiente forma:

### **Australia**

El gobierno australiano ha fijado como objetivo la reducción de emisiones del 60% respecto a los niveles del año 2000, para el año 2050 y un mínimo de 5% y máximo de 25% para el año 2020. Además, el gobierno ha legislado que para el año 2020, aproximadamente el 20% de la energía generada debe proceder de fuentes renovables.

Mientras estas iniciativas se instalan en las leyes del país, se irán proporcionando los medios políticos necesarios, para permitir al sector eléctrico australiano, tomar nuevas decisiones en las inversiones relacionadas con la generación energética y las redes eléctricas.

En la industria se prevé para el 2020 un descenso en el consumo de carbón (15-20%), compensado por un mayor uso del gas natural y las energías renovables, en concreto energía eólica y geotérmica. Más allá del 2020, será necesario aplicar nuevas tecnologías con el fin de renovar las plantas industriales de cara al nuevo modelo energético.

### **Canadá**

El gobierno de Canadá también ha propuesto reducir en general un 20% las emisiones para el 2020, relativas al 2006, y entre un 60-70% para el 2050. Para 2020, también pretenden conseguir que un 90% de la electricidad generada provenga de fuentes no emisoras gases de efecto invernadero como hidráulica, nuclear, carbón limpio y eólica.

En la actualidad el 75% de la electricidad generada por Canadá procede de fuentes no emisoras, gracias a la hidráulica y la nuclear. Además se prevé una gran expansión en la energía eólica prevista para el 2010, que pretende superar los 3.000 MW. La energía eólica junto a otras formas de micro-generación, supondrán una pieza clave en la modernización de la red y del desarrollo de las tecnologías relacionadas con las "Smart Grids".

### **Unión Europea**

La Unión Europea basa su política de cambio en el modelo energético en el Plan 20-20-20 que pretende para el 2020 disminuir un 20% la emisión de gases de efecto invernadero, aportar un 20% de generación de renovables y mejorar la eficiencia energética un 20%.

La asociación EURELECTRIC ha elaborado un estudio denominado *Power Choices*, con el fin de valorar una visión de la consecución de estos objetivos, fijando como meta una reducción del 75% de las emisiones de CO2, y valorando los nuevos avances tecnológicos y políticos que harían posible estos resultados.

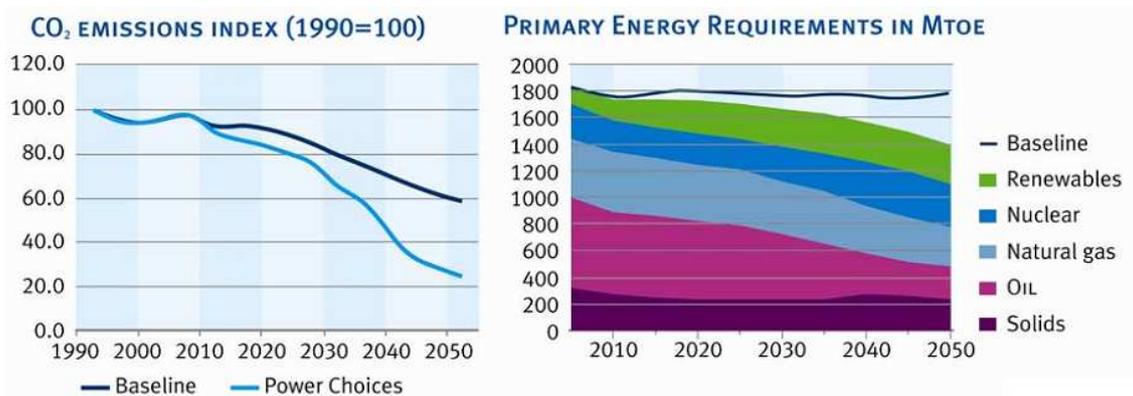


Imagen 6. Índice de emisiones CO<sub>2</sub> / Requerimientos de energía primaria. Fuente: EURELECTRIC

El estudio desarrolla dos escenarios alternativos entre 1990 y 2050: *Baseline*, suponiendo la consecución de las políticas propuestas; y *Power Choices*, que supone un recorte del 75% en las emisiones de CO<sub>2</sub> domésticas.

### **Japón**

En la Cumbre sobre el Cambio Climático de Naciones Unidas celebrada en 2009, el primer ministro Hatoyama anunció como objetivo a medio plazo la reducción de un 25% de las emisiones de gases de efecto invernadero para 2020 en comparación con 1990.

El objetivo principal de Japón, después de la construcción de plantas de generación energética, pasa por asegurar el suministro eléctrico por medio del mejor mix de fuentes energético posible.

En el lado de la generación los esfuerzos se centrarán en disminuir un 50% la utilización de recursos fósiles, sustituyendo éstos por energía nuclear y la solar fotovoltaica. En el lado de la demanda, se promoverán la introducción de bombas de calor usando CO<sub>2</sub> como refrigerante.

### **Estados Unidos**

El gobierno estadounidense está reflejando en sus programas energéticos un enfoque claro y directo a mejorar el sector eléctrico. Uno de los agentes implicados con más peso, el Departamento de Energía de EEUU (DOE), está desarrollando una gran cantidad de diversos programas destinados a mejorar las tecnologías existentes, incluyendo la eficiencia de uso en edificios y vehículos, así como desarrollar nuevas tecnologías para generar energía procedentes de carbón, biomasa, geotérmica, hidráulica, eólica y solar.

Por otro lado, el DOE está invirtiendo en el desarrollo pilas de combustible e hidrógeno, así como en el coche eléctrico.

En la siguiente imagen, se muestra el resultado esperado de la reducción de CO<sub>2</sub>, gracias al desarrollo de las medidas planteadas.

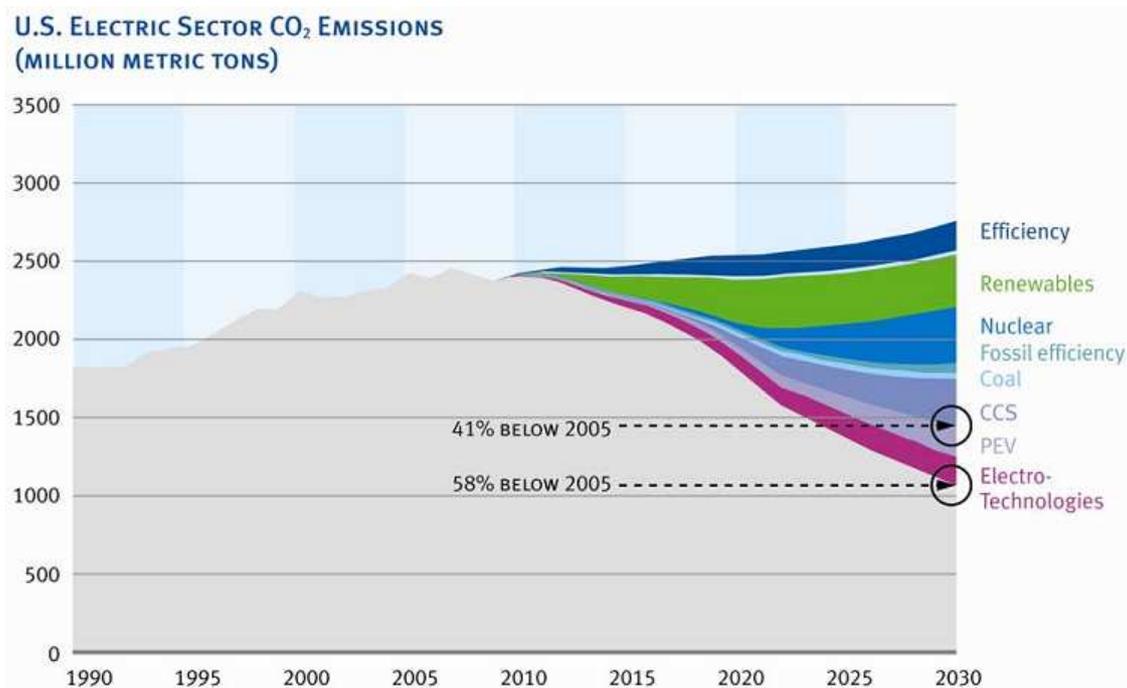


Imagen 7. Emisiones CO<sub>2</sub> EEUU/ Requerimientos de energía primaria. Fuente: EURELECTRIC

## 2.2.2. HISTORIA Y EVOLUCIÓN

La tecnología de Smart Grid nace de los intentos por usar controles de consumo mediante medidores y sistemas de monitorización. En 1980, los medidores automáticos se utilizaron para monitorizar las cargas de millones de clientes, lo que derivó en una Infraestructura avanzada en 1990 que era capaz de determinar la cantidad de energía que se utilizaba en diferentes momentos del día.

La Smart Grid mantiene una constante comunicación, por lo que los controles se pueden hacer en tiempo real y se pueden utilizar como un puente para la creación de sistemas inteligentes de ahorro de energía en las casas. Uno de los primeros dispositivos de este tipo, fue el de demanda pasiva que permite determinar las variaciones de frecuencia en la provisión de energía en las casas.

Dispositivos domésticos e industriales como los aires acondicionados, heladeras, y calentadores ajustan su ciclo de trabajo para evitar su activación en los momentos en donde exista un pico en la utilización de energía, evitando así la sobrecarga de los sistemas de abastecimiento.

En el 2000, Italia creó el primer proyecto Smart Grid que abarcó cerca de 27 millones de hogares usando medidores inteligentes conectados a través de una línea de comunicación.

Los proyectos más recientes son los que utilizan tecnología inalámbrica o BPL (Broadband Over Power Line). Los procesos de monitorización y sincronización de las redes se desarrollaron enormemente cuando la Bonneville Power Administration creó un nuevo prototipo de sensores que eran capaces de analizar con gran rapidez las anomalías en la calidad de energía eléctrica en áreas geográficas muy grandes. Esto derivó en la primera Wide Area Measurement System (WAMS) en el 2000. Otros países han integrado también esta tecnología, China, está construyendo su WAMS, que estará terminada en el 2016.

En abril de 2006, el Consejo Asesor de la Plataforma Tecnológica de redes tecnológicas del futuro de Europa presentó su visión de Smart Grids. Esta es impulsada por los efectos combinados de la liberación del mercado, el cambio de las tecnologías actuales por las de última generación para cumplir los objetivos ambientales y los usos futuros de la electricidad.

Actualmente, seguimos usando una red eléctrica que fue desarrollada hace más de un siglo, sin embargo, en un futuro inmediato deberemos afrontar nuevos desafíos que surgen de la liberalización de los mercados y de la evolución de la tecnología en este campo.

Aunque el funcionamiento de las redes actuales es correcto, se debe trabajar para proporcionar un suministro eléctrico seguro y sostenible.

Las nuevas especificaciones que implementará el sector eléctrico serán las siguientes.

- **Participación activa del usuario:** En la red actual el usuario es una parte completamente pasiva, el desarrollo de las redes pretenderá desarrollar una actuación del usuario más participativa, surgiendo oportunidades de microgeneración, demanda energética flexible, servicios adaptados a sus necesidades, etc. Para lograr este punto será necesario incentivar la participación del usuario a la hora de entregar energía generada localmente, en función de su cantidad y la franja horaria.
- **Automatización de la red eléctrica:** Esto permitirá realizar un mantenimiento mucho más eficiente de todos los componentes de la red, incluso implementando soluciones de gestión remota. Por tanto será necesario realizar una fuerte inversión en la renovación de las infraestructuras existentes. Existen proyectos que tratan sobre estos conceptos exponiendo una arquitectura basada en IED's según la norma IEC 61850.
- **Seguridad en la generación centralizada:** El crecimiento de la red y su capacidad de generación, obligará a renovar las centrales generadoras con el fin de asegurar un suministro seguro. De esta forma se mejorará la fiabilidad en el suministro eléctrico ante cualquier perturbación.
- **Generación distribuida y fuentes de energía renovable:** Gestión energética local, reducción de pérdidas y emisiones, integración en redes de potencia.
- **Interoperabilidad con las redes eléctricas europeas:** Será necesario mejorar el transporte a largas distancias y la integración de fuentes de energía renovable, fortaleciendo la seguridad europea de suministro a través de unas capacidades de transferencia mejoradas.
- **Gestión de la demanda:** Desarrollo de estrategias para la regulación local de la demanda y control de cargas mediante medición electrónica y sistemas automáticos de gestión de medidas.

- **Aspectos sociales y demográficos:** Consideración del cambio de la demanda producido por la sociedad al incrementar su confort y calidad de vida.
- **Mejora de la calidad eléctrica:** Será posible la elección del grado de calidad eléctrica requerido por cada usuario, permitiendo un abanico de posibilidades a la hora de contratar el servicio energético. De esta forma será posible cubrir las necesidades para aplicaciones que requieren un nivel de calidad elevado en el suministro eléctrico, evitando microcortes, perturbaciones, huecos, etc.
- **Monitorización de la red:** Aunque en la actualidad existen diversos sistemas de monitorización implantados en la red de transporte, éstos se verán ampliados en gran medida, integrándose también en la red de distribución y en los usuarios finales.

### 2.2.3. DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS

Aunque no existe una definición general estándar, la Plataforma Tecnológica Europea de Smart Grids (Smart Grids: European Technology Platform) define una red inteligente como *“una red eléctrica capaz de integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella – generadores, consumidores y aquellos que realizan ambas acciones – con el fin de distribuir de forma eficiente y segura el suministro eléctrico, desde el punto de vista sostenible y económico.”*

Una red inteligente emplea productos y servicios innovadores junto con monitorización inteligente, técnicas de control, comunicaciones y tecnologías de auto-ajuste con el fin de:

- Fomentando la participación de los usuarios de forma activa en la red.
- Permitir la coexistencia en la red de todo tipo de generadores, independientemente de su tamaño o tecnología.
- Suministrar a los usuarios una mayor cantidad de información y opciones a la hora de seleccionar el suministro eléctrico.
- Reducir el impacto ambiental por medio de mejoras en la eficiencia de la generación y el transporte energético.
- Mejorar el nivel de la energía eléctrica generada, permitiendo al usuario que lo requiera disponer de cierto grado de calidad en su suministro energético.
- Mejorar y ampliar los servicios energéticos de forma eficiente.
- Promover la integración de los mercados hacia el mercado Europeo, y facilitar el transporte de energía a largas distancias.

En resumen, una Smart Grid se basa en el uso de sensores, comunicaciones, capacidad de computación y control, de forma que se mejora en todos los aspectos las funcionalidades del suministro eléctrico. Un sistema se convierte en inteligente adquiriendo datos, comunicando, procesando información y ejerciendo control mediante una realimentación que le permite ajustarse a las variaciones que puedan surgir en un funcionamiento real. Gracias a todas estas funcionalidades aplicadas a la red, es posible conseguir las características descritas anteriormente.

A continuación se representan en una tabla las principales características que implementarán las Smart Grids, realizando una comparación de dichas características con las equivalentes en la red eléctrica actual:

| <b>Característica</b>   | <b>Red Eléctrica Actual</b>   | <b>Smart Grid</b>   |
|---|---|---|
| <b>Automatización.</b>  | Existencia muy limitada de elementos de monitorización, reservándose a la red de transporte.  | Integración masiva de sensores, actuadores, tecnologías de medición y esquemas de automatización en todos los niveles de la red.  |
| <b>Inteligencia y control.</b>                                | La red actual de distribución carece de inteligencia, implementando un control manual   | Se enfatiza la creación de un sistema de información e inteligencia distribuidos en el sistema.   |
| <b>Autoajuste.</b>  | Se basa en la protección de dispositivos ante fallos del sistema.   | Automáticamente detecta y responde a transmisiones actuales y problemas en la distribución. Su enfoque se basa en la prevención. Minimiza el impacto en el consumidor.  |
| <b>Participación del consumidor y generación distribuida.</b> | Los consumidores están desinformados y no participan en la red. No se genera energía localmente, lo que implica un flujo energético unidireccional.       | Incorporación masiva de generación distribuida, la que permite coordinarse a través de la red inteligente. En esta generación participa el usuario con la entrega del exceso energético generado localmente.                        |
| <b>Resistencia ante ataques.</b>                              | Infraestructuras totalmente vulnerables.  | Resistente ante ataques y desastres naturales con una rápida capacidad de restauración.   |
| <b>Gestión de la demanda</b>                                  | No existe ningún tipo de gestión en la utilización de dispositivos eléctricos, en función de la franja horaria del día, o del estado de la red eléctrica. | Incorporación por parte de los usuarios de electrodomésticos y equipos eléctricos inteligentes, que permiten ajustarse a esquemas de eficiencia energética, señales de precio y seguimiento de programas de operación predefinidos. |

|  |  |   |
|--|--|---|
| <b>Calidad eléctrica.</b>  | Solo se resuelven los cortes de suministro, ignorando los problemas de calidad eléctrica. De esta forma persisten problemas de huecos de tensión, perturbaciones, ruido eléctrico, etc.                              | Calidad eléctrica que satisface a industria y clientes. Identificación y resolución de problemas de calidad eléctrica. Varios tipos de tarifas para varios tipos de calidades eléctricas.                                 |
| <b>Vehículos eléctricos</b>  | Recientemente se están empezando a incorporar puntos de recarga eléctrica en la red, que sólo permiten la recarga de las baterías de los vehículos.  | La incorporación de los vehículos eléctricos a la red, está demandando nuevas infraestructuras especializadas destinadas a la recarga y a permitir que cada vehículo pueda convertirse en pequeñas fuentes de generación. |
| <b>Capacidad para todas las opciones de generación y almacenamiento.</b> | Pocas grandes plantas generadoras. Existen muchos obstáculos para interconectar recursos energéticos distribuidos.   | Gran número de diversos dispositivos generadores y almacenadores de energía, para completar a las grandes plantas generadoras. Conexiones "PlugAndPlay". Más enfocado en energías renovables.                             |
| <b>Optimización del transporte eléctrico</b>                             | En la actualidad se pierde una gran cantidad de energía debido a la poca eficiencia en el transporte eléctrico.  | Sistemas de control inteligentes que permitan extender los servicios intercambiados entre los distintos agentes del mercado eléctrico y, asimismo, aprovechar eficientemente la capacidad de transmisión de la red.       |
| <b>Preparación de mercados.</b>  | Los mercados de venta al por mayor siguen trabajando para encontrar los mejores modelos de operación. No existe una buena integración entre éstos. La congestión en la transmisión separa compradores de vendedores. | Buena integración de los mercados al por mayor. Prósperos mercados al por menor. Congestionamientos de transmisión y limitaciones mínimas.  |
| <b>Optimización de bienes y funcionamiento eficiente.</b>                | Integración mínima de los datos de operación y la gestión de bienes. Mantenimiento basado en tiempo.   | Sensado y medida de las condiciones de la red. Tecnologías integradas para la gestión de los bienes. Mantenimiento basado en las condiciones de la red.   |

Tabla 1. Características Smart Grids. Fuente: Elaboración propia

## 2.2.4. AGENTES INVOLUCRADOS / INTERESADOS

Gracias a la liberación y dinamización del mercado energético europeo, cada vez es mayor el número de agentes implicados en el futuro del suministro eléctrico. Desde miembros del gobierno hasta los usuarios finales, cada agente colaborará para dar forma al sistema de Smart Grids.

**Usuarios:** El papel interpretado por el usuario en las Smart Grids, dará un cambio radical. Surgirá la demanda de nuevos y mejorados servicios, además de habilitar la posibilidad para los usuarios de poder conectar la generación energética individual a la red, con el fin de poder vender el excedente energético generado. Otras mejoras que se habilitarán serán la tarificación en tiempo real y la libertad para elegir los suministradores energéticos.

**Compañías de redes eléctricas y servicios energéticos:** Los propietarios y operadores de las redes serán los responsables de responder a las peticiones de los usuarios de una forma eficiente y con un coste ajustado. Por tanto, estarán obligados a realizar la investigación necesaria para garantizar el cumplimiento de los requisitos demandados. Por otro lado las empresas de servicios energéticos serán las encargadas de hacer tangible el ahorro obtenido gracias a las mejoras implementadas tanto en la red, como en los hogares, resaltando también el ahorro obtenido gracias a los cambios en los hábitos de consumo energético de las personas.

**Investigadores y Desarrolladores:** Para llevar a cabo el desarrollo de la red eléctrica será necesario realizar una fuerte inversión en investigación aplicada a la demanda y la generación, así como en las tecnologías necesarias para realizar la implementación de la red de telecomunicaciones que sustente la transferencia de datos necesaria para la monitorización y control de la red. La cooperación entre las universidades y centros de investigación, compañías eléctricas, fabricantes, reguladores y legisladores será imprescindible para implementar el desarrollo tecnológico requerido.

**Operadores:** El libre comercio en toda Europa está afectando a la apertura de mercados, normas y procedimientos comerciales. Los clientes se beneficiarán de la oportunidad de poder elegir el proveedor de energía que mejor se adapte a sus necesidades.

**Generadores:** Las redes eléctricas son complejos sistemas integrados y hay una importante interacción entre generadores, las redes, y la demanda. En el futuro será importante fomentar la participación de agentes que puedan aportar energía a la red, facilitándoles el acceso tanto a nivel tecnológico, como normativo.

**Reguladores:** El mercado energético europeo y los servicios relacionados, deben ser apoyados por un marco regulador claro y estable, con normas bien establecidas en toda Europa.

**Agentes gubernamentales:** Los gobiernos tendrán que preparar una nueva legislación que se encargue de regir todos los aspectos y trámites relacionados. Se espera que el aumento de la competencia, repercuta en una reducción de las tarifas, aunque por otro lado la integración de las energías renovables en la red, requerirán una fuerte inversión inicial. Todo este desarrollo repercutirá en el desarrollo económico y el aumento de la competitividad y la creación de empleo.

## 2.2.5. CONVERGENCIA ENTRE LA RED ELÉCTRICA Y LAS TELECOMUNICACIONES

La convergencia de infraestructuras de energía y telecomunicaciones hará posible un sistema distribuido y controlado para el cambio de paradigma del sistema energético, apoyado en el cambio del paradigma, que ya se ha producido, en el sistema de comunicaciones, que dará forma a la red de energía del futuro.

La necesidad del ahorro de energía es algo fuera de toda duda, pero éste implica, inevitablemente, automatizar todo el proceso de control mediante una red convergente de energía – telecomunicaciones – información. Las nuevas tecnologías permiten crear una única infraestructura física inherentemente segura, multipunto a multipunto, para la distribución de energía e información, siendo una base fundamental para la estrategia futura de la convergencia y el ahorro.

Uno de los aspectos más importantes de los sistemas de generación basados en energías renovables es la correlación temporal entre la demanda y la generación, porque cambian los conceptos básicos de los sistemas de generación convencionales. La clave para aprovechar estos recursos es la adaptación de la demanda al suministro (control de la demanda) y no al contrario. Aquí reside el alto potencial de un acercamiento integrado o convergente a las redes de electricidad y telecomunicaciones.

Las redes de comunicaciones y la infraestructura de TI de la mayoría de las empresas de servicios públicos han evolucionado exponencialmente. Existe una combinación de tecnología obsoleta y heredada que carece de posibilidad de integración, lo cual hace que la transición hacia una red “conectada” sea más desafiante.

Las empresas de servicios públicos sirven a mercados geográficamente muy variados y generalmente tienen una combinación de clientes rurales y urbanos en los sectores residencial, comercial e industrial. Esa misma diversidad se extiende a sus activos de comunicaciones, que han evolucionado en los últimos 50 años.

Muchas compañías de servicios públicos han implementado grandes redes de comunicaciones que operan redes de voz y datos y móviles en el territorio de servicio. Cada uno de estos sistemas tiene distintos requerimientos de ancho de banda, seguridad y rendimiento, y pueden ser desarrollados sobre distintas plataformas utilizando protocolos con derechos de propiedad. Algunos tienen una arquitectura fragmentada, lo cual lleva a costes operativos más altos y podrían carecer del ancho de banda necesario para la comunicación bidireccional en tiempo real de la red eléctrica inteligente y de la escalabilidad necesaria para adoptar una gama de dispositivos y aplicaciones de red en constante cambio.

Las empresas de servicios públicos experimentarán en breve una explosión de datos debido a un crecimiento exponencial de los dispositivos inteligentes, contadores y monitores que llegan en línea como parte de la red eléctrica inteligente. La mayoría de las estrategias y sistemas de datos heredados no están preparados para manejar los volúmenes que se van a generar. Estos nuevos datos requerirán un mayor almacenamiento, ancho de banda y seguridad. También deben estar disponibles para funciones analíticas para ofrecer un análisis más profundo con el fin de entender los nuevos patrones de uso y desarrollar nuevos modelos de precio.

Algunas empresas de servicios públicos ya están experimentando esta explosión en los datos. Por ejemplo, antes de que una empresa de servicios públicos comenzara con la fase uno de la implementación de la red eléctrica inteligente, el volumen total de información en línea era de aproximadamente 20 terabytes (TB) o 20.000 gigabytes. Ahora están capturando datos de contadores inteligentes cada 15 minutos, lo cual ha incrementado los requerimientos a 200 TB de almacenamiento. Las empresas de servicios públicos estiman que la transición a una captura de datos cada cinco minutos incrementará el volumen de datos de 200 a 800 TB.

Los problemas de seguridad que se han detectado a principios de 2009 en el despliegue de las “Smart Grids” en Estados Unidos han demostrado la necesidad de una nueva arquitectura de comunicaciones. La seguridad que hay que añadir a las redes IP es lo más complejo de la historia de las comunicaciones (firewalls, IDSs, spam, spoofing, troyanos, virus, suplantación de identidad,...).

Los datos del cliente y los temas relacionados con la privacidad son en la actualidad puntos candentes de contención en la evolución de las redes eléctricas inteligentes. El tema de quién tiene los datos y por qué motivo es una cuestión que preocupa a los legisladores. Existe una creciente preocupación de que estos datos sean utilizados en formas que los clientes nunca habrían previsto. El Instituto Nacional de Normas y Tecnología, (NIST – agencia del Departamento de Comercio de EEUU), ha identificado algunos problemas potenciales relacionados con la privacidad de los datos en lo que respecta a las redes eléctricas inteligentes, entre otros el robo, el seguimiento del comportamiento del cliente y la vigilancia en tiempo real.

La información procedente de estos dispositivos puede ser combinada en formas inesperadas y revelar información que los consumidores no desean que se conozca. Si pensamos por ejemplo en un hogar “inteligente”, se podrían capturar y enviar datos que revelen los electrodomésticos que se utilizan y cuándo se utilizan, si alguien ha entrado en otra habitación, si una persona se está duchando porque el calentador se ha encendido o incluso si hay alguien en casa o no. Aunque esto pueda resultar inquietante, la posibilidad de que se pueda detectar el uso de dispositivos relacionados con la salud resulta aún más preocupante.

A pesar de que las comunicaciones no son el foco principal de concentración de las empresas de energía pública, la red eléctrica inteligente requiere una sólida red de comunicaciones que permita el soporte de las funciones tradicionales de las empresas de servicios públicos en la capa de energía. También debe contar con la flexibilidad de adaptarse a los nuevos requisitos de la capa de aplicaciones. Debe permitir el soporte de la respuesta de demanda, dispositivos avanzados de contadores y fuentes de energía distribuida. La red de comunicaciones debe proporcionar integración transparente, comunicación en tiempo real y gestionar el flujo de datos que está siendo protegido por los componentes de la red eléctrica inteligente a la vez que mantiene la seguridad.

## **2.2.6. FASES HACIA LA RED INTELIGENTE**

El desarrollo e implantación de las Smart Grids será algo progresivo y tendrá una fuerte dependencia con los avances tecnológicos y políticos que hoy en día se están llevando a cabo. Aunque son numerosos los campos en los que se trabaja actualmente, a continuación se describe en alguno de ellos, los avances más destacados.

### **Centros de Transformación**

Generalmente los transformadores son dispositivos muy fiables, con una vida útil entre 20 y 35 años, con un mínimo de 25 años a una temperatura de funcionamiento de 65-95°C. Sin embargo, en la práctica, la vida de uno de estos transformadores puede llegar a los 60 años con un mantenimiento apropiado.

Actualmente se está trabajando en varios campos relativos a estos elementos de la red eléctrica. La prevención de incidentes de funcionamiento, es un asunto de vital

importancia, en el que se están desarrollando técnicas para prevenir la ruptura de los tanques de aceite. Además desde el punto de vista de diseño de nuevos transformadores, se están siguiendo nuevas líneas de diseño para optimizar la seguridad de funcionamiento.

Otro tema que se aborda en relación a estos elementos, es el del diagnóstico y optimización de su vida útil. En este campo se está trabajando realizando modelos de predicción y simulaciones de forma que se pueda conocer el comportamiento de los transformadores, pudiendo anticipar metodologías de mantenimiento adecuadas. Por otro lado se tiende a instalar sistemas de monitorización para la detección de anomalías de funcionamiento, o para la captura de datos que facilite a posteriori la elaboración del modelo de funcionamiento.

### **Equipos de alta tensión**

La creciente demanda energética está obligando a la red eléctrica a implementar nuevos métodos en la parte de generación y transporte de alta tensión. Así surgen temas como la generación de Ultra Alta Tensión (UHV), conmutación de líneas, y optimización de la infraestructura existente para adaptarla a las nuevas necesidades de la sociedad.

La problemática hoy en día a la hora de generar UHV pasa por la prevención ante tormentas, tomando los pararrayos un papel de vital importancia en las instalaciones correspondientes. Además la alta temperatura de funcionamiento, así como la cantidad de energía necesaria para gestionar el proceso de forma óptima, dificultan la generación de UHV. Para solventar estos problemas, se encuentran abiertas varias líneas de investigación que pretenden optimizar todo este proceso.

La llegada de los nuevos seccionadores de líneas, con unas características de conmutación optimizadas, pueden combinarse con modernos controladores electrónicos, para conseguir operaciones óptimas de conmutación, de forma que las conmutaciones de sobretensiones o anomalías en la red que afectan la calidad eléctrica, podrían eliminarse.

La optimización y ampliación de la infraestructura existente requiere métodos de monitorización y visualización de los parámetros críticos. Los sensores de tensión y de corriente ópticos proporcionan un excelente aislante en entornos de alta tensión, permitiendo medir altos voltajes y corrientes de una forma no intrusiva. Estas características, junto a su tamaño compacto y su amplio ancho de banda, hacen que estos dispositivos resulten perfectos para realizar estas medidas.

### **Subestaciones**

La creciente población, urbanización e industrialización en conjunto con la generación de energía remota, especialmente en el caso de energías renovables está incrementando la necesidad de transmisión con un mayor volumen de energía a grandes distancias. Esto sitúa las subestaciones como una pieza clave en la entrega y recogida energética.

Dada la creciente densidad de población en las ciudades, cada vez es más complicado encontrar un emplazamiento adecuado para las subestaciones eléctricas. Dado este problema, surge la idea de integrar las subestaciones bajo los edificios de apartamentos o centros comerciales. Esta tarea requiere de una serie de especificaciones y estudios que aseguren un correcto funcionamiento de la red eléctrica.

Por otro lado se está tendiendo integrar cierta capacidad de computación y automatización en las subestaciones como primer paso hacia la Smart Grid. De esta forma según la normativa IEC 61850 se comienza a aplicar “inteligencia” a estos elementos de la red que serán capaces de comunicar directamente con otros elementos.

### **Protección y automatización de la red**

Los sistemas de automatización en subestaciones, encargados de interconectar una serie de dispositivos han existido desde hace unos 20 años, usando protocolos propietarios, esos sistemas se han encargado principalmente de la supervisión de elementos. Hoy en día, este tipo de sistemas han evolucionado y siguen haciéndolo siguiendo como base los protocolos y actuaciones declarados en IEC 61850, utilizando comunicaciones peer-to-peer y habilitando el intercambio de datos entre sistemas a diferentes niveles y con herramientas diferentes, permitiendo además de la supervisión, controlar una serie de dispositivos o variables.

Por otro lado, el aumento de la generación energética renovable y la cogeneración, requieren la aplicación de tecnologías de forma que se posibilite su gestión y protección. Este impacto en las redes eléctricas se manifiesta actualmente, tanto en la transmisión como en la distribución de este tipo de energías. En particular, el efecto en las subestaciones, tanto en su protección como en su control, ha sido profundo, debido a la necesidad de gestionar electricidad intermitente y de varios niveles de voltaje.

Por tanto para el desarrollo, y supervisión de los elementos de la red, surgen hoy en día una gran cantidad de soluciones para la monitorización energética y de parámetros asociados a esta.

### **Sistemas de información y telecomunicaciones**

Las comunicaciones entre los diferentes dispositivos del Centro de transformación y el Centro de Control y Supervisión no han tenido hasta ahora un estándar que permita una comunicación de datos eficiente, dificultando la implantación de los sistemas SCADA en los centros de transformación. Además, la interfaz con los relés era en muchos casos inexistente.

Para solventar estos problemas se ha creado el protocolo internacional IEC 61850, que define la comunicación entre diferentes dispositivos conectados a una red de área local y se han desarrollado nuevos dispositivos, los IEDs, que integran elementos de comunicación para el telecontrol.

Es importante recordar las capas técnicas que componen la red eléctrica inteligente al desarrollar la estrategia y la hoja de ruta hacia la transformación. Al nivel más alto, las tecnologías de la red eléctrica inteligente pueden dividirse en tres capas:

- Capa de energía. Generación de energía, transmisión, subestaciones, red de distribución y consumo de energía.
- Capa de comunicaciones. Red de área local (LAN), red de área amplia (WAN), red de área de campo (FAN)/AMI y red de área residencial (HAN), que permiten el soporte de la infraestructura de TI.
- Capa de aplicaciones. Control de respuesta de demanda, facturación, control de averías, monitoreo de carga, mercados energéticos en tiempo real y nueva gama de servicios al cliente.

Si bien se requerirán cambios en las tres capas, es probable que la capa de comunicaciones sea la que más cambios requiera. De las tres capas, la capa de comunicaciones es la que posibilita la existencia de la red eléctrica inteligente, aunque la red no será verdaderamente inteligente si no se desarrolla adecuadamente la capa de aplicaciones. Esta capa actúa como sistema circulatorio para interconectar los distintos sistemas y dispositivos, la capa de energía con la capa de aplicaciones, para comunicar ambas completamente con la cadena de suministro de energía.

### **Regulación y mercado eléctrico**

La evolución actual de las TICs, sistemas de monitorización, gestión energética a nivel local, así como las tecnologías inteligentes para el hogar abren nuevas oportunidades para las iniciativas del lado de la demanda en el negocio eléctrico.

Al mismo tiempo, hay una creciente necesidad de participación de parte del consumidor en la cadena de suministro eléctrico. De forma que la generación local cobrará un interés alto. Todo este cambio en el sistema eléctrico requerirá nuevas políticas de regulación y normativas que faciliten la transformación de la red.

### 3. PRINCIPALES ASPECTOS Y TECNOLOGÍAS A CONSIDERAR

Como en muchos otros aspectos de nuestra vida cotidiana, cada vez se utiliza más el concepto “Smart” como atributo a actividades que realizamos habitualmente, y siempre están asociados a las mejoras que ofrecen las tecnologías de la información y las comunicaciones a los distintos ámbitos en los que se aplican. “Smart City”, “Smart Home”, “Smart Traffic”, “Smart Building”, etc. son algunos ejemplos de lo comentado, y dentro de esa misma línea se encuentran “Smart Grid” y “Smart Energy”.

Ya se ha comentado la multitud de actores que ya intervienen en el mercado eléctrico después de la liberalización, pero el número se disparará cuando realmente sean los usuarios finales domésticos los que jueguen un papel fundamental. Todos ellos deben de estar conectados de forma que la información fluya de forma eficiente a lo largo de toda la cadena de valor de la energía. Ese aumento de las redes de comunicaciones y la infraestructura necesaria de las tecnologías de la información ya se ha ido produciendo de forma sistemática a lo largo de los últimos años para la operación del sistema eléctrico (asociada a la red de transporte y la generación). Para llevar a cabo y poder desarrollar todas las funcionalidades que se espera de las redes inteligentes hay que reproducir esa capacidad (básicamente comunicaciones bidireccionales redundantes de datos y posibilidad de gestión remota) a lo largo de toda la red de distribución y los diferentes equipos que en ella intervienen.

Uno de los aspectos en los que ya se está empezando a trabajar es en el apartado de la infraestructura de medida con los conocidos como “contadores inteligentes”. La funcionalidad exigida a los mismos está regulada en España. Los sistemas se basan en comunicaciones bidireccionales cuyas principales tecnologías de base están asociadas a comunicaciones por radio frecuencia inalámbricas de banda estrecha o en comunicaciones PLC (Power Line Carrier) o bien en opciones de banda ancha como Broadband over Power Lines (BPL) o redes inalámbricas.

La funcionalidad deseable de los contadores inteligentes podría ser la siguiente: comunicaciones bidireccionales con la compañía eléctrica y con otros dispositivos (como posibles gestores locales de energía), posibilidad de lecturas planificadas además de bajo demanda o en tiempo real, sincronizaciones de fecha y registro automático de incidentes, detección de fraudes o ataques así como alarmas asociadas a calidad del suministro, personalización de la contratación, planificación y posibilidad de pujar y compra de la electricidad en los momentos deseados, control de cargas, etc. Parte de esta funcionalidad está regulada por ley (RD 1110/2007, 24 agosto) que establece el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico español y en cuanto a su implantación (ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre) regula que todos los equipos deberían implementar la discriminación horaria y la telegestión para el 31 de diciembre de 2018.

Para poder completar la funcionalidad comentada de las redes inteligentes, esta capacidad de comunicaciones y monitorización se debe de expandir a todos los puntos de medida y equipamientos existentes en la infraestructura eléctrica. Además debería ser capaz de gestionar todos los recursos de energía distribuida, considerando no sólo la cantidad del flujo de energía sino también el sentido de la misma.

Las tecnologías que afectan a las redes inteligentes son aquellas que intentan optimizar y racionalizar la gestión de la demanda de electricidad. Como ya se ha comentado la energía eléctrica no se puede almacenar (al menos en cantidades

grandes) por lo que es necesario generarla en el mismo instante en que se necesita. Esto quiere decir que en el mismo instante en que se enciende un electrodoméstico, tiene que haber una central eléctrica (o cualquier otro tipo de generador de electricidad) que produzca la electricidad necesaria.

Desde el operador del sistema eléctrico se trabaja para poder aplanar la curva de demanda lo que permite una mayor racionalización, planificación y abaratamiento de la energía. Las disposiciones asociadas a la gestión de la demanda se clasifican en cuatro grandes grupos: reducción del consumo, desplazamiento del consumo de las horas punta a las valle, llenado de horas valles y reducción del consumo en las horas punta.

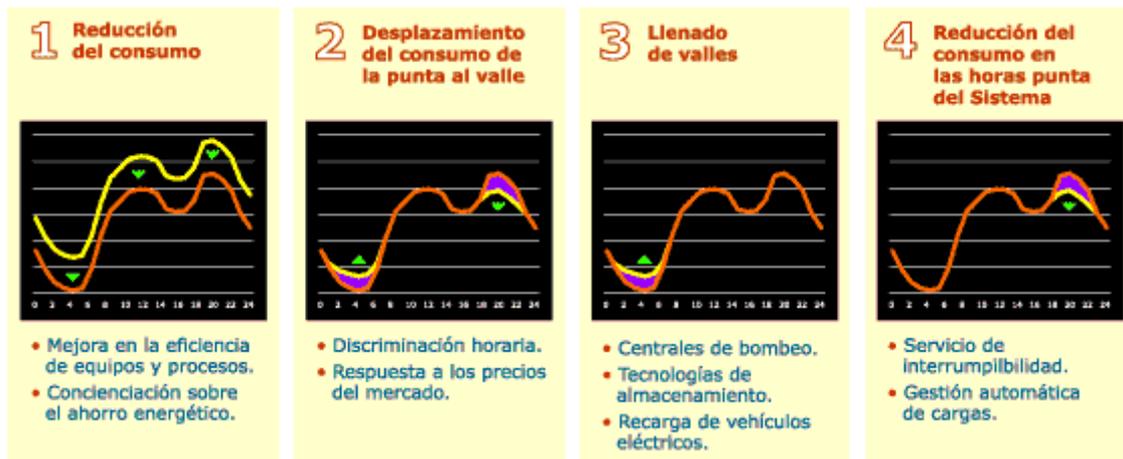


Imagen 8. Optimización curva de consumo. Fuente: REE

Hoy en día ya se están llevando a cabo acciones concretas para poder mejorar estos aspectos y como acciones también son aplicables a los conceptos de las redes inteligentes. De lo que se trata es de poder realizarlas de forma generalizada a todos los usuarios domésticos que en un futuro estarán conectados. Las medidas que está tomando Red Eléctrica relacionadas con la gestión de la demanda son:

- Reducción del consumo:
  - Mejoras en la eficiencia de equipos y procesos.
  - Concienciación sobre el ahorro energético.
- Desplazamiento del consumo de la punta al valle:
  - Discriminación horaria.
  - Respuesta a los precios del mercado.
- Llenado de valles:
  - Centrales de bombeo.
  - Tecnologías de almacenamiento.
  - Recarga de vehículos eléctricos.
- Reducción del consumo en las horas puntas del sistema:
  - Servicio de interrumpibilidad.
  - Gestión automática de cargas.

Como se ve muchas de las medidas tienen relación con lo comentado a lo largo del documento. En cuanto a las tecnologías que pudieran ser de aplicación, muchas de ellas se basan en las ya comentadas y relacionadas con las TICs y que se

complementan con otras como tecnologías orientadas al almacenamiento de la energía eléctrica.

Los siguientes apartados profundizan en varios aspectos ya comentados, que algunos de ellos son ya una realidad, y que afectan al desarrollo de las redes inteligentes.

### **3.1. MARCO NORMATIVO**

No existe una normativa específica para las Smart Grids, aunque sí que se regulan algunos aspectos relacionados con los conceptos que manejan las redes inteligentes. A continuación se mencionan algunos de los reales decretos y normativa existente.

- RD 1110/2007, 24 agosto y Orden ITC/3022/2007 que describe la funcionalidad obligatoria de los contadores y del sistema de telegestión. Las funcionalidades que define están relacionadas con las magnitudes a registrar (consumo/generación de energía activa, reactiva, potencia) con los parámetros de calidad (interrupciones, variaciones de tensión) con la discriminación horaria (y la posibilidad de facturación por periodos) con la teled medida (lectura remota) y con la telegestión y las actuaciones remotas (control de la potencia demandada por el cliente), etc.

También menciona aspectos relacionados con las aplicaciones como que deberá de disponer de capacidad de gestión de cargas, con el objeto de reducir la demanda en momentos críticos.

- ORDEN ITC/3860/2007, 28 diciembre que define el plan de sustitución de equipos de medida. La orden regula que todos los contadores deberán ser sustituidos antes de 31 de diciembre de 2018 de acuerdo al siguiente plan:
  - 2008-2010: 30%\*
  - 2012: 20%
  - 2015: 20%
  - En el final del 2013 será necesario la implantación de sistemas de telegestión y teled medida.
  - 2018: 30%

\* Este es el porcentaje mínimo que cada empresa debe sustituir en cada periodo.

Aparte de la normativa propia de los contadores, no existe una legislación propia para las redes inteligentes. No obstante, la filosofía que se encuentra detrás de las redes inteligentes sí se encuentra presente en la legislación española en numerosos aspectos.

Así, están:

- Las Leyes 54/1997 y 17/2007 establecen que el transporte y distribución son actividades reguladas.

- Los Reales Decretos 2819/1998 y 1955/2000 regulan las actividades de transporte y distribución eléctrica, y establecen que han de realizarse por empresas jurídica y contablemente distintas de las que realizan actividades en competencia. No obstante, se permite que las distribuidoras pertenezcan al mismo grupo empresarial que empresas de generación o suministro.
- Los Reales Decretos 2819/1998, 222/2008 y 325/2008 establecen la retribución de las actividades de transporte y distribución. Esta retribución tiene un componente que depende de la eficiencia en la operación de las mismas.
- El Real Decreto 661/2007 regula la actividad de generación en régimen especial y establece una serie de exigencias técnicas para que el régimen especial colabore en la estabilidad del sistema, ya sea ofreciendo la posibilidad de participar en los servicios de ajuste del sistema a las unidades que tengan puedan ser despachadas (cogeneraciones, biomasas...) como exigiendo el cumplimiento de ciertos requisitos a las de carácter intermitente (eólica, solar, hidráulica...). Entre éstas últimas destacan la obligatoriedad de realizar ofertas al mercado y pagar por los desvíos (incluso en el caso de solicitar el precio fijo regulado) o la obligatoriedad de que todas las instalaciones de más de 10 MW estén conectadas a un centro de control. Otro aspecto importante es el incentivo para las instalaciones eólicas antiguas que sean capaces de soportar los huecos de tensión (las posteriores al 1 de enero de 2008 están obligadas a ser capaces de ello).

Por otra parte hay que mencionar que habitualmente las regulaciones suelen resolver conflictos que se producen una vez que los sistemas están bastante maduros. Inicialmente se generan legislaciones que favorecen el desarrollo de las tecnologías (por ejemplo subvencionando mediante primas las generaciones de determinadas energías renovables) y posteriormente se reducen las ayudas y se solventan y regulan los problemas técnicos que puedan surgir.

A nivel europeo también existen también existen directivas que fomentan aspectos relacionados como puede ser la 2004/8/CE sobre fomento de la cogeneración o bien la que fomenta el uso de la energía procedente de fuentes renovables, 2009/28/CE.

### **3.2. RED DE TRANSPORTE**

Como se ha comentado anteriormente, Red Eléctrica se encarga de la Operación del Sistema. Para ello ha creado el Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica (CECOEL) que emite las instrucciones de operación del sistema de producción y transporte con el fin de garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico. El centro controla en tiempo real los parámetros eléctricos y el estado general (utilizando una red de telecomunicaciones) y actúa sobre las variables necesarias para mantener y garantizar la seguridad y calidad del suministro. En realidad hay dos centros: el CECOEL controla el noroeste y CECORE el resto de la península y que engloban al CECRE - Centro de Control de Régimen Especial (centro creado con el objetivo de maximizar la producción del régimen especial preservando la seguridad del sistema eléctrico).

La red de transporte en España cuenta con alrededor de 35.000 km de líneas (18.000 en 400 kV y 17.000 en 220 kV) que actúan como autopistas de electricidad, es decir, se encargan de conectar los principales puntos de generación con los principales puntos de consumo. De cara a garantizar el suministro eléctrico, la red de

transporte está mallada, de manera que, ante una falta en una línea, la topología puede ser reconfigurada para redirigir los flujos de energía y evitar así el corte del suministro. En este caso, los sistemas de detección de faltas y de reconfiguración de la red deben actuar en lapsos de tiempo muy pequeños, por lo que es necesario que el control se realice en tiempo real. Por ello, además de la existencia del CECOEL, se necesita el acceso a los distintos puntos de la red de transporte, lo que en España se ha solucionado mediante la instalación de una red de fibra óptica en la propia red de transporte.

### **3.3. RED DE DISTRIBUCIÓN**

La red de transporte en España está gestionada únicamente por Red Eléctrica que cuenta con las infraestructuras eléctricas necesarias y que conectan las centrales de generación con los puntos de distribución a los consumidores. Se trata de una red mallada (tanto la parte eléctrica como la de datos) y que permite el funcionamiento seguro y fiable del sistema. Se trata de una red que ya es “inteligente”, que dispone de infraestructura de comunicaciones, protocolos, gestión remota, servicios, etc. Pero la inteligencia se diluye a medida que se baja a la red de distribución. La interconexión de las redes se produce en las subestaciones eléctricas y los consiguientes centros de transformación hasta que llega al consumidor final.

La tendencia hacia las Smart Grids supone una replicación o expansión de las capacidades existentes en la red de transporte a la red de distribución, teniendo en cuenta que, a diferencia de la red de transporte, los propietarios y gestores de las redes de distribución son varios. Esto implicará la definición de instrumentos estándares y la creación de herramientas basadas en soluciones técnicas ya probadas que permitan la integración de todo tipo de plantas generadoras, una gestión descentralizada de la energía, una automatización de la distribución y servicios de medida, apoyadas por un sistema de comunicaciones que llegue hasta el usuario final.

Las soluciones a nivel de transporte parece que son las adecuadas para toda la red de distribución por lo que se van a desarrollar un poco más en detalle.

De una forma simplista se trata de controlar remotamente las plantas de generación y las subestaciones principales y subestaciones de distribución secundaria. Si se amplía en concepto a las redes inteligentes, se incluiría dentro del sistema los contadores inteligentes (lectura automática de las medidas) y sistemas de control y monitorización intermedios.

Al contrario que la red de transporte, la red de distribución no está mallada. Su extensión (más de 2 millones de kilómetros) y la cantidad de puntos de suministro asociados (alrededor de 28 millones de clientes) hacen imposible su mallado. Además, tales dimensiones también dificultan sobremanera el control en tiempo real de la situación en la red.

En general, las compañías eléctricas han automatizado el control y operación de los niveles de tensión más altos de las redes de distribución (entre 125 kV y, en el mejor de los casos, 30 kV), y apenas tienen algo de control (nada de operación remota) en la red de media tensión (entre 1 kV y 30 kV, hasta 66 kV en algunas distribuidoras).

Como norma general, las subestaciones sí están controladas de manera remota y, algunas de ellas tienen capacidad de telegestión, mientras que en las demás, hay que

operar manualmente. También existe una limitada capacidad de medida remota (normalmente de tensión) aguas abajo de alguna de ellas. Por el contrario, en los centros de transformación (entre media y baja tensión) no hay ni control ni medida.

La obligación de que las compañías distribuidoras sustituyan los contadores por equipos capaces de tomar medidas horarias y con capacidad de telegestión abre el acceso a la toma de medidas y al control remoto en zonas de la red que hoy en día están fuera del alcance de los centros de control de las compañías eléctricas.

### 3.3.1. INTEROPERABILIDAD

En este sentido, las compañías distribuidoras están desarrollando soluciones que les permitan la comunicación entre los centros de transformación y los contadores de los consumidores conectados a ellos. En la mayoría de los casos, se está optando por instalar concentradores en los centros de transformación, con capacidad de comunicación con el centro de control de la distribuidora correspondiente, bien vía GPRS, GSM, radio u algún otro medio similar. Por el contrario, para la comunicación entre el centro de transformación y los contadores, la tendencia en Europa es a utilizar el PLC (en EEUU, se emplean sistemas inalámbricos, ya que su normativa de emisiones es menos restrictiva que la europea).

En España y sus países vecinos, se están desarrollando en paralelo tres soluciones principales:

1. **PRIME:** consiste en una solución PLC con arquitectura de comunicaciones pública, abierta y no propietaria. Sus principales impulsores son Iberdrola y EDP (propietaria a su vez de Hidrocantábrico), aunque Gas Natural Fenosa también está empezando a exigírsela a sus proveedores de equipos. De este modo, PRIME abarca al 60% de la distribución eléctrica en España y al 100% de Portugal.
2. **G3:** al igual que PRIME, es una solución PLC abierta, lo cual facilitaría la estandarización de ambas soluciones. Su impulsor es EDF y, actualmente, se está lanzando un grupo de trabajo conjunto con PRIME para alcanzar un acuerdo sobre una solución conjunta, lo que facilitaría la interoperabilidad entre los contadores PRIME españoles, los contadores portugueses y los franceses.
3. **Meters and More:** Es la solución PLC propuesta por ENEL y adoptada por las que son o han sido filiales en España Viesgo y Endesa, lo que le confiere el 40% de la distribución en España y el 100% en Italia. Aunque esta solución no es tan similar a las anteriores, se están realizando esfuerzos integradores entre las tres soluciones (además de las de RWE en Alemania y las de las empresas distribuidoras holandesas) mediante el proyecto OPEN meter.

Debido a su gran potencial para convertirse en el principal estándar del sur de Europa, PRIME merece una explicación más detallada.

En la tecnología PRIME, se establecen las especificaciones de comunicación en lo que respecta a la capa física y a la capa de enlace, es decir, en los niveles OSI. Sin embargo, el nivel de aplicación queda relativamente abierto, por lo que las posibles aplicaciones de PRIME aún no están totalmente definidas. Así, entre las posibles funcionalidades del equipo destacan las siguientes:

- Medir el flujo de energía en ambos sentidos, por lo que puede emplearse tanto para medir generación como consumo, o el flujo neto de energía intercambiada.
- Medir potencia activa y potencia reactiva.
- Registrar medidas en breves intervalos de tiempo (redondeando los 5 minutos), de manera que se pueden analizar los hábitos de consumo de los clientes.
- Recibir señales desde el centro de control de la distribuidora y enviar los datos a éste. De este modo, se evita enviar a un operario para la lectura del contador, y permite cambiar la potencia contratada de manera remota, sin tener que cambiar físicamente el elemento de control de potencia del consumidor.
- Gestionar eventos y alarmas, ya sean generados por el contador o no. Así, se puede detectar si el contador está conectado (en caso contrario, hay una falta en la red), etc.

En el centro de transformación, se colocará un concentrador que se encargará de las comunicaciones con, por un lado, cada uno de los contadores conectados a él y, por otro, el centro de control de la compañía distribuidora. El concentrador tratará la información de los contadores de manera selectiva y permitirá discriminar fácilmente la zona de la red en falta cuando ésta se produzca, o identificar zonas de la red que puedan hallarse sobrecargadas, de manera que se pueda actuar ante estas situaciones desde el centro de control.

No obstante, sí se ha acordado emplear el lenguaje DLSP/COSEM para este nivel de aplicación, por lo que todos los contadores PRIME registrarán los mismos datos y con la misma estructura, lo que permitirá la compatibilidad entre los equipos de distintos fabricantes o compañías eléctricas (siempre que empleen PRIME). Para garantizar una verdadera compatibilidad de equipos, es necesario que se aplique un proceso de certificación exigente. Hasta ahora, únicamente se ha acreditado a dos laboratorios para que puedan certificar los equipos a emplear por la alianza PRIME, TECNALIA (España) y KEMA (Holanda).

A través del lenguaje DLSP/COSEM se definen cuatro perfiles de acceso al equipo PRIME:

- Sólo lectura: permite tomar datos del contador, tales como consumo de potencia activa y reactiva, alarmas,... Este perfil está reservado a las compañías distribuidoras, tanto para gestionar la red de distribución, como para tomar los datos necesarios con los que facturar los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.
- Gestión: sirve para modificar los parámetros bajo los que se ha de facturar al cliente. Al igual que el anterior, este perfil es de uso exclusivo por parte de la compañía distribuidora, de forma que les permite modificar el tarado del elemento de control de potencia, establecer tarificación con discriminación horaria, modificar el horario de la discriminación horaria cuando la legislación lo exija, etc.
- Reprogramación: mediante este perfil, la compañía distribuidora puede actualizar el firmware del equipo y renovar así sus funcionalidades.

- Público: éste será el único perfil accesible a entidades externas a la compañía distribuidora. Habitualmente, serán comercializadores, pero también será el perfil con el que los usuarios podrán acceder a los datos de su consumo.

Si bien los tres primeros perfiles se encuentran bastante bien detallados, el perfil público aún no se ha definido, lo que hace pensar que los contadores inteligentes se emplearán en primer lugar por parte de las distribuidoras para gestionar sus redes y sus clientes, y que no será hasta dentro de un tiempo cuando los clientes puedan beneficiarse de ellos.

Por otra parte hay que comentar que las subestaciones eléctricas son uno de los elementos principales de las redes eléctricas y un punto crítico en las redes de distribución, tanto de alta como de media tensión. Esto ha provocado que en los últimos años se haya dedicado un esfuerzo especial en el desarrollo de elementos que mejoren su fiabilidad y gestión, apareciendo nuevas generaciones de dispositivos de subestación de altas prestaciones y con amplias capacidades de comunicación.

Dentro de este apartado se ha hecho un esfuerzo especial en la estandarización que permita la interoperabilidad de dispositivos de distintos fabricantes para pasar de un panorama con múltiples protocolos de comunicaciones (tanto estándares como propietarios) a uno en el que sea posible la interoperabilidad real.

### **3.3.2. PROTOCOLOS DE COMUNICACIONES**

La evolución de las redes eléctricas actuales hacia las redes eléctricas inteligentes pasa inevitablemente por la introducción de nuevos equipos inteligentes con capacidad local de decisión y de nuevas tecnologías de comunicación o adaptación de las ya existentes.

El mapa actual de protocolos de comunicación utilizados en el sistema eléctrico es muy extenso, y está regulado por el comité técnico TC57 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). Así, IECTC57 aglutina varios grupos de trabajo para estandarizar las comunicaciones en el sistema eléctrico mediante el desarrollo de modelos de datos e interfaces genéricos y la utilización por los mismos de protocolos de comunicación ya existentes como TCP/IP o interfaces serie.

Cada uno de estos grupos de trabajo se ha encargado de definir y mantener un estándar de comunicaciones en función de las necesidades de comunicación en cada punto de la red eléctrica. Así, cabe destacar:

- IEC60870-5 para comunicar maestros SCADA y subestaciones eléctricas para el control y adquisición de datos sobre líneas serie o TPC/IP (perfiles 101 y 104 respectivamente). Desarrollado por el grupo de trabajo WG3.
- IEC60870-6, también conocido como TASE-2 para comunicaciones entre centros de control sobre redes WAN. Desarrollado por el grupo de trabajo WG7.
- IEC61970 para interconectar aplicaciones de gestión de energía o EMSs en el entorno de los centros de control. Desarrollado por el grupo de trabajo WG13.

- IEC61968 para comunicar los centros de control con los sistemas de la red de distribución. Desarrollado por el grupo de trabajo WG14.
- IEC61334 para comunicaciones sobre líneas de distribución PLC. Desarrollado por el grupo de trabajo WG9.
- IEC62325 que define una nueva interfaz entre utilidades locales y el mercado energético liberalizado. Desarrollado por el grupo de trabajo WG16.
- IEC62351 para definir perfiles de seguridad a utilizar en todos los anteriores a nivel TCP/MMS/61850... Desarrollado por el grupo de trabajo WG15.
- IEC61850 para automatización en el entorno de subestaciones eléctricas (buses de estación y proceso) y comunicación entre sus IEDs (Intelligent Electronic Devices). Desarrollado por el grupo de trabajo WG10. Teniendo como referencia IEC61850 se han desarrollado otras normativas similares en otros ámbitos de aplicación:
  - IEC61400-25 que hereda un subconjunto de servicios de comunicaciones definidos en IEC61850, aporta un nuevo mapping de comunicaciones a Servicios Web y extiende el modelo de datos modelando las funcionalidades, datos y atributos presentes en un aerogenerador.
  - IEC61850-7-420, que extiende el modelo de datos modelando las funcionalidades, datos y atributos presentes en sistemas de generación distribuida tales como sistemas fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento, generadores diesel y sistemas de intercambio de calor.
  - IEC61850-7-410, idéntico a IEC61850-7-420 para centrales hidroeléctricas.

En la siguiente figura se puede observar la relación entre los distintos actores presentes en las redes eléctricas y los protocolos utilizados entre ellos para el intercambio de información:

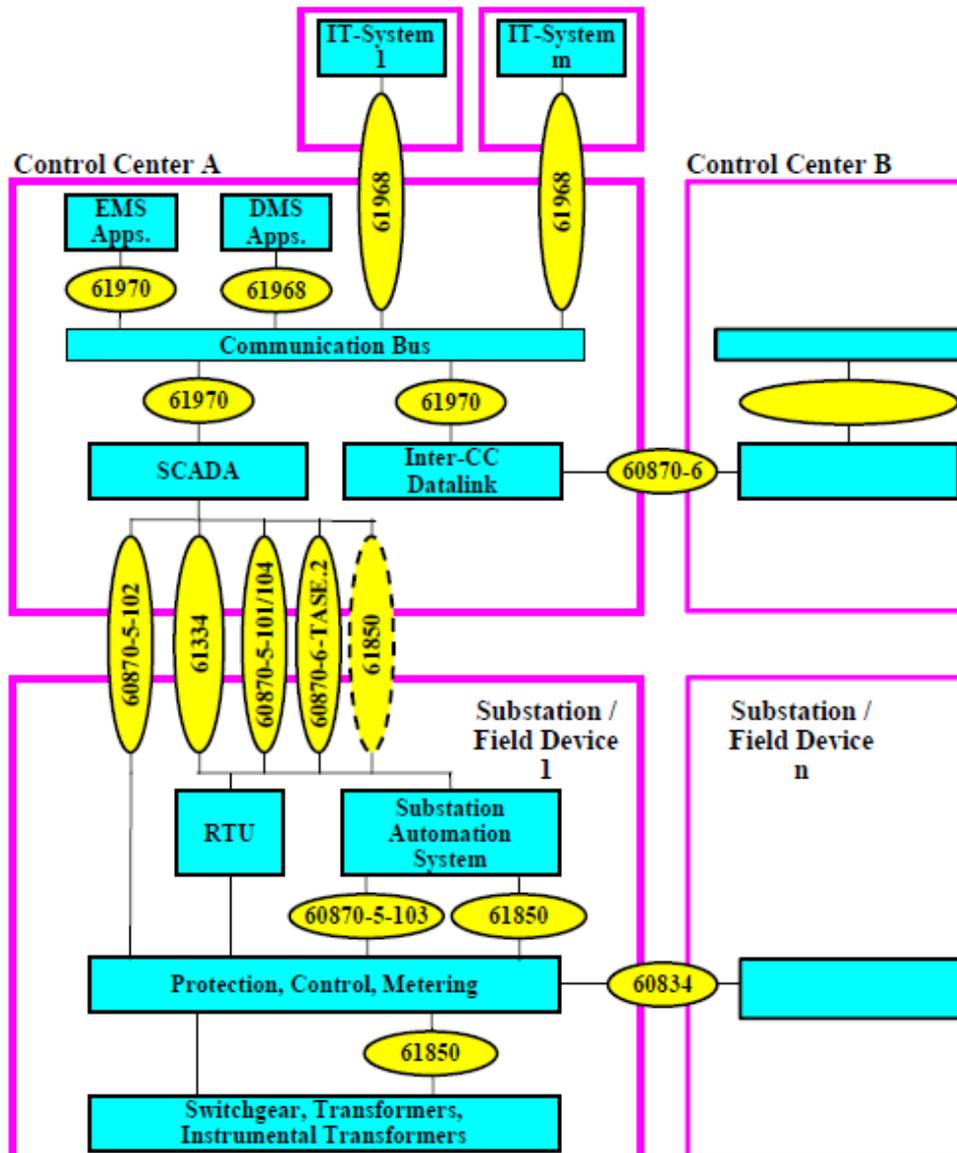


Imagen 9. Utilización de protocolos en la red de distribución. Fuente: Harmonization of CIM with IEC Standards: Draft Report for CIM and other IEC Working Groups. EPRI, Palo Alto. 2006.

Todos estos protocolos son ampliamente utilizados dentro del sistema eléctrico cada uno dentro del ámbito para el que fueron definidos: generación, transporte o distribución.

### 3.3.3. ORIENTACIÓN HACIA LAS REDES INTELIGENTES

Para hacer frente a los nuevos retos planteados en el ámbito de las futuras redes inteligentes (y ya comentados anteriormente), como la gestión eficiente de la generación centralizada y distribuida, capacidad de respuesta inmediata a fallos, mantenimiento predictivo, nuevos modelos de explotación del mercado energético (compra/venta de energía), gestión de la demanda, coche eléctrico etc. se hace necesaria la evolución del panorama actual de comunicaciones anteriormente descrito, siendo tres los puntos críticos a desarrollar:

- Uniformizar los protocolos de comunicación utilizados a todos los niveles de la red (transporte, distribución, subestaciones, unidades de generación y usuario final). La generación distribuida, la automatización de la red de distribución, los nuevos servicios de compra y venta de la energía y gestión de la demanda requieren de mayor capacidad de comunicación sobre todo en los puntos finales de distribución/producción, ya que estos nuevos servicios necesitan de un sistema de toma de decisiones distribuido, frente al sistema centralizado tradicional.
- Como consecuencia de esto, se hace necesario la introducción de una nueva generación de equipos inteligentes IEDs (nuevos sistemas inversores, contadores inteligentes, protecciones, RTUs, etc.) que implementen dicha capacidad de comunicación y gestión en todos los niveles de la red eléctrica, desde los grandes centros de control, redes de transporte y distribución hasta los puntos de consumo/generación.
- Definir modelos de datos que permitan estandarizar cualquier funcionalidad presente en la red eléctrica, tanto su nomenclatura como su semántica. El objetivo es que cada equipo ofrezca un modelo de datos dependiendo de su funcionalidad e intercambie dicha información a todos los niveles de la red con un protocolo común, con independencia del medio físico.

Por sus características, las arquitecturas basadas en IEC61850 pueden ser una solución válida para la implementación de sistemas descentralizados de gestión y automatización en redes de distribución eléctrica. IEC61850 es un protocolo de aplicación utilizado en la actualidad para la automatización de subestaciones, que se adapta bien a los requisitos de las redes eléctricas inteligentes.

En la siguiente figura se representa la arquitectura a implementar en un IED compatible con IEC61850, cuyas características se definen a continuación:

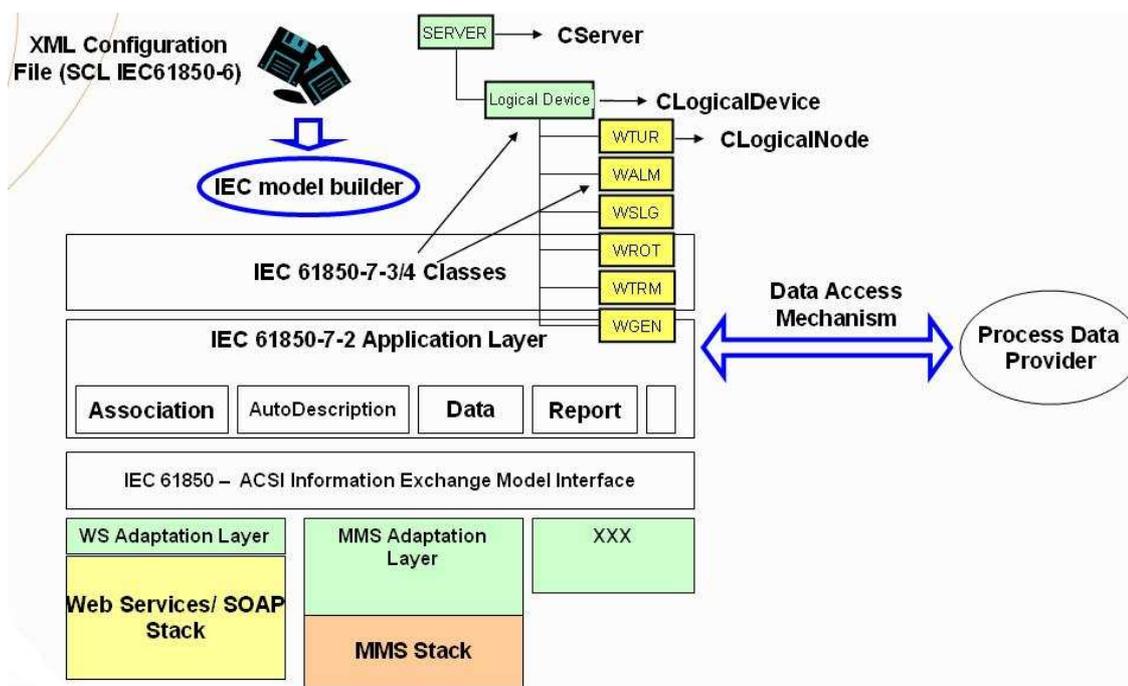


Imagen 10. Arquitectura IED. Fuente: TECNALIA.

- Define un conjunto de servicios de comunicación válido para la interconexión de equipos de distinta jerarquía dentro de la red eléctrica.
  - Servicios de asociación/liberación entre cliente/servidor.
  - Servicios de lectura/escritura de datos.
  - Servicios de datasets, lectura y escritura de un conjunto de datos.
  - Servicios de autodescripción, que permiten conocer el modelo de información completo del IED.
  - Servicios de Control, para operar sobre datos controlables (por ejemplo, abrir un interruptor). Existen servicios de control previa selección del objeto y servicios con seguridad, en los que se informa del estado final del objeto. controlado.
  - Servicios de Ajustes y Substitución.
  - Servicios de Informes de Eventos (Report), para el envío asíncrono de eventos y cambios de estado a un cliente que se suscribe.
  - Servicios de Registro (Históricos), para el almacenamiento en la memoria del IED de eventos y cambios de estado y su posterior consulta.
  - Servicios de Transferencia de ficheros.
  - Servicios de transmisión de eventos en tiempo real (Goose, Gsse), para el envío rápido y fiable de eventos a varios receptores o transmisión de valores de medida muestreados, utilizando mensajes multicast sobre Ethernet.
  
- Define un modelo de información jerárquico, basado en el modelado de funcionalidades o nodos lógicos (LN).
  - Servidor, o elemento de más alto nivel que representa a una entidad con capacidad de comunicar. Puede contener uno o varios LDs.
  - LD o Dispositivo Lógico, representa la modelización virtual de un dispositivo físico (por ejemplo, un inversor fotovoltaico o una unidad de generación compuesta por inversor, panel, baterías, etc.). Puede contener uno o varios LNs.
  - LN o Nodo Lógico, que puede representar bien una funcionalidad (por ejemplo control de MPPT en un inversor fotovoltaico) o un componente (turbina de un aerogenerador WTUR) dentro de un equipo. Puede contener datos, data-sets, bloques de control de report, ajustes e históricos.
  - Dato, parte de información necesaria para cada función o componente modelizado mediante un LN (por ejemplo, para un inversor la tensión de bus). Cada dato puede estar formado por

datos y/o atributos, por lo tanto, la definición de dato puede ser recursiva.

- Atributo, o contenedor final de la información (por ejemplo, valor, calidad, marca de tiempo de la tensión de bus).

Cada dispositivo compatible con la norma IEC61850 exportará su modelo de datos que comunicará hacia otros dispositivos IEC61850 según los servicios de comunicación que el dispositivo implemente.

Los distintos grupos de trabajo tratan de modelizar bajo estas directrices todos los elementos y funcionalidades que forman parte de cada dispositivo integrado en la red eléctrica: de esta manera, la nomenclatura y la semántica de los datos definidos serán comunes a todos los equipos desarrollados por los distintos fabricantes.

Los servicios de comunicación y los modelos de información son genéricos y nada restrictivos, por lo que se dice que la norma IEC61850 es un estándar de mínimos: la mayor parte de LNs, datos y atributos son optativos, de manera que cada fabricante decidirá en la implementación final del estándar qué datos y servicios ofrecer, en función de la gama del equipo o del usuario final.

- IEC61850 define una interfaz abstracta de comunicaciones o ACSI para independizar la capa de aplicación con todos sus servicios del protocolo comunicación de nivel inferior utilizado (MMS, Servicios Web, DNP 3.0, etc.). Para cada servicio se define la semántica de los parámetros mínimos necesarios de las primitivas Request/Response. Por el contrario, no establece cómo éstos deben ser implementados.
- Permite la utilización de las infraestructuras de comunicación existentes, ya que puede utilizarse sobre diversos protocolos de comunicación de nivel de aplicación OSI. IEC61850 define el mapeo o SCSM de los servicios de comunicación y datos intercambiados a protocolos tales como MMS sobre TCP/IP, 101/104, DNP3.0 en función del medio físico, etc. pero está abierto a la definición de interfaces de mapeo sobre otros protocolos sobre otros interfaces como radio, PLC, etc.
- La estandarización de los modelos de datos y de los servicios de comunicaciones, así como la definición de las capas de mapeo a protocolos de comunicación, permiten la interoperabilidad de equipos de distintos fabricantes.
- La definición del modelo de información se realiza mediante un modelo estándar basado en XML denominado SCL (Substation Configuration Language), lo que implica una gran flexibilidad a la hora de implementar sistemas SCADA de adquisición y control. En la actualidad están surgiendo herramientas de configuración que se basan en SCL muy útiles a la hora de configurar grandes entornos basados en IEC61850 como subestaciones o parques eólicos.

Con todo ello se pretende evolucionar de un sistema de gestión de red centralizado con diversos protocolos de comunicación (algunos de ellos propietarios) a un sistema distribuido, gracias a una topología de comunicación basada en un único estándar a todos los niveles, donde en cada uno de ellos se definirá el modelo de datos a intercambiar, y que permita su utilización sobre varios interfaces físicos e infraestructuras de comunicación ya existentes.

## 3.4. CONTADORES INTELIGENTES

### 3.4.1. CLASIFICACIÓN

El equipo para la medida de la energía eléctrica consumida es un contador eléctrico o meter que consta de tres elementos principales, como son el sistema de medida, el elemento de memoria y el dispositivo de información.

Los equipos de medida de energía eléctrica pueden clasificarse según sus características:

- Tecnológicas, pudiendo ser contadores electromecánicos o electrónicos.
- Funcionales como monofásicos o trifásicos.
- Energéticas como contadores de activa y/o contadores de reactiva.
- Operativas como dispositivo de tipo registrador o programables que permiten la telegestión.

Los equipos de tipo registrador pueden ser de las dos tecnologías:

*Electromecánicos* que permiten medir solamente un tipo de energía, kWh acumulados o kVAh acumulados, no poseen discriminación tarifaria siendo los contadores estándar electromecánicos de inducción. En el caso de que el cliente disponga de tarifa nocturna, el contador está equipado con un reloj-conmutador y dos registros, de manera que la energía consumida se acumula en uno u otro registro, en función de la situación del conmutador.

*Electrónicos*, Automatic Meter Reading (AMR), permiten medir solamente energía acumulada, registran la medida de energía total mensual o por intervalos de tiempo predefinidos. Contemplan comunicación bidireccional básica entre el medidor y el servidor de datos, permitiendo a partir de esta tecnología las medidas de tiempo de utilización, Time of Use (ToU).

Con esta primera evolución, gracias a reemplazar los contadores electromecánicos por contadores electrónicos de estado sólido, es posible disponer de la información energética de forma digital. Con este paso dado, es posible añadir capacidad de comunicación al dispositivo, permitiendo al interesado usar la tecnología AMR para acceder de forma remota a los datos a través de la capa de comunicación. Las compañías eléctricas han desarrollado diferentes arquitecturas para acceder a la lectura de los contadores.

Un ejemplo es el sistema de lectura mediante conducción, gracias al cual la compañía envía un vehículo que circula por un vecindario obteniendo de forma muy rápida las medidas de todas las viviendas gracias a un sistema de comunicación inalámbrico.

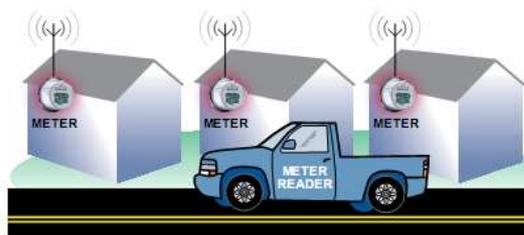


Imagen 11. Ejemplo de sistema de lectura. Fuente: Analog Devices

Otra arquitectura muy utilizada consiste en concentrar varias medidas de diferentes viviendas en un dispositivo (concentrador), y capacitar a este de comunicación inalámbrica para que transmita todos los datos a la compañía correspondiente.

Los equipos programables de medida, son de tipo electrónico:

*Advanced Meter Infrastructure* (AMI), pueden considerarse una ampliación de los AMR, estos equipos permiten la lectura del consumo “a la carta” de la energía acumulada o de la potencia instantánea, admiten opciones de precios diferenciados pro tipo de medida y registros de la demanda, o programación de intervalos de “carga” previamente acordados con cada cliente.

*Smart Meters*, estos equipos proporcionan mediante centro de gestión la información y el control de los parámetros de calidad y de programación del servicio junto con la actualización del software de medición de forma telemática. Contempla la comunicación ampliada en red con el gestor y Home Area Network (HAN) con los equipos locales de consumo.

Inicialmente, la implantación de sistemas AMR y la eliminación de la lectura manual, se llevaron a cabo para reducir los costes de mano de obra en la lectura de los datos energéticos. Sin embargo actualmente, la industria se ha dado cuenta que los sistemas AMR permiten a las compañías producir mayores beneficios y servicios, tales como tarificación en tiempo real para promover la eficiencia energética, detección inmediata de fallos en el sistema y datos más avanzados y precisos del usuario con los que formar su perfil de consumo.

En ocasiones, los sistemas AMR se sustituyen por AMI (Advanced Metering Infrastructure). Los sistemas de medida AMI se pueden implementar mediante tecnologías desde satélites hasta equipos de radio. En la actualidad la radiofrecuencia y PLC (Power Line Carrier) son los sistemas de comunicación que destacan sobre el resto. La mayor ventaja de los sistemas PLC es que las compañías eléctricas ya no tienen que depender de un proveedor de telecomunicaciones externo.

### **3.4.2. DEFINICIÓN**

El Smart Meter (Contador Inteligente) básicamente es un AMI que incluye como mínimo los siguientes suplementos, control de energía mediante ICP programable que establece el límite de consumo, un puerto HAN (Home Area Network) y servicios de tarificación bajo demanda. La estructura general del contador mantiene los tres elementos principales como son el sistema de medida, la memoria y el dispositivo de información principal, que hasta ahora solo era el sistema de comunicaciones. Para ampliar sus capacidades operativas se le añaden los elementos complementarios siguientes:

- Sistemas de alimentación.
- Procesador de cálculo.
- Procesador de comunicaciones.
- Dispositivo de accionamiento o control.

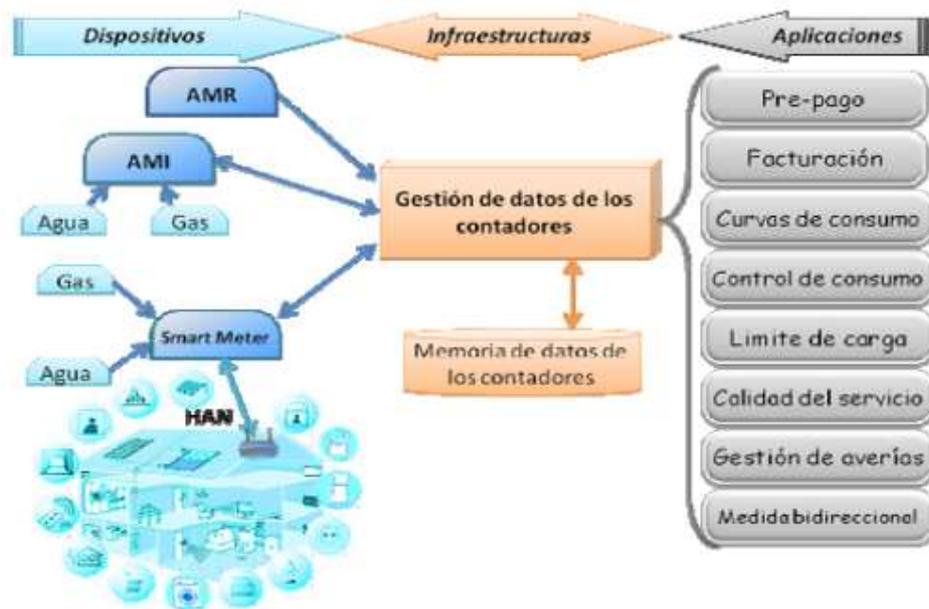


Imagen 12. Dispositivos y aplicaciones en la red. Fuente: El concepto de Smart Metering en el nuevo escenario de distribución eléctrica. Francisco Casellas

### 3.4.3. TECNOLOGÍA UTILIZADA

A continuación se citan algunos de los fabricantes de contadores más destacados que guardan algún tipo de relación con la Smart Grid.

| Fabricante            | País       | Productos y servicios que ofrecen  |
|-----------------------|------------|--|
| <b>Circuitor</b>      | España     | Diseño y fabricación de equipos para la eficiencia energética eléctrica, protección eléctrica industrial, medida y control de la energía eléctrica.  |
| <b>Echelon</b>        | EEUU       | Network Energy Services (NES). Contadores Inteligentes. Agente certificador de ANSI y IEC para contadores inteligentes.  |
| <b>Elster Group</b>   | Luxemburgo | Proveedor de equipos para control de red y software. Desarrollo de soluciones de medición inteligente. Proveedor mundial de productos avanzados de medición y soluciones inteligentes de medición. |
| <b>GE Energy</b>      | EEUU       | Contadores inteligentes de electricidad, agua y gas. AMR y Smart Meters.   |
| <b>Iskraemeco</b>     | Eslovenia  | Proveedor mundial de los dispositivos y sistemas de medición de energía eléctrica, registro y facturación.   |
| <b>Itron, Actaris</b> | EEUU       | Es un proveedor de tecnologías energéticas.  |
| <b>Landis+Gyr</b>     | Suiza      | Medición de electricidad, con posicionado en telegestión y contadores inteligentes.  |
| <b>Siemens Energy</b> | Alemania   | Especializado en sistemas eléctricos de automatización y contadores inteligentes. AMIs.  |
| <b>ZIV</b>            | España     | Contadores de energía eléctrica y sistemas de contadores, equipos de medida de calidad de servicio eléctrico.  |

Tabla 2. Fabricantes de CI. Fuente: Elaboración propia

Los fabricantes de dispositivos electrónicos para Smart Meters ofrecen distintos diseños de base para facilitar la fabricación de contadores energéticos. A continuación se muestra las características principales de algunos de los circuitos integrados más utilizados.

### **ADE5169 (Analog Devices)**

Este dispositivo está preparado para medir en tomas monofásicas los siguientes parámetros: Irms, Vrms, P, Q, S. En el mismo encapsulado incorpora un bloque de medición energética ligado a un DSP, además incorpora un microcontrolador con una arquitectura 8052, un RTC (Real Time Clock), un controlador de LCD y diversos complementos necesarios para el desarrollo de un medidor energético.

Para la implementación de las comunicaciones necesarias, este circuito integrado presenta dos interfaces UART programables independientes.

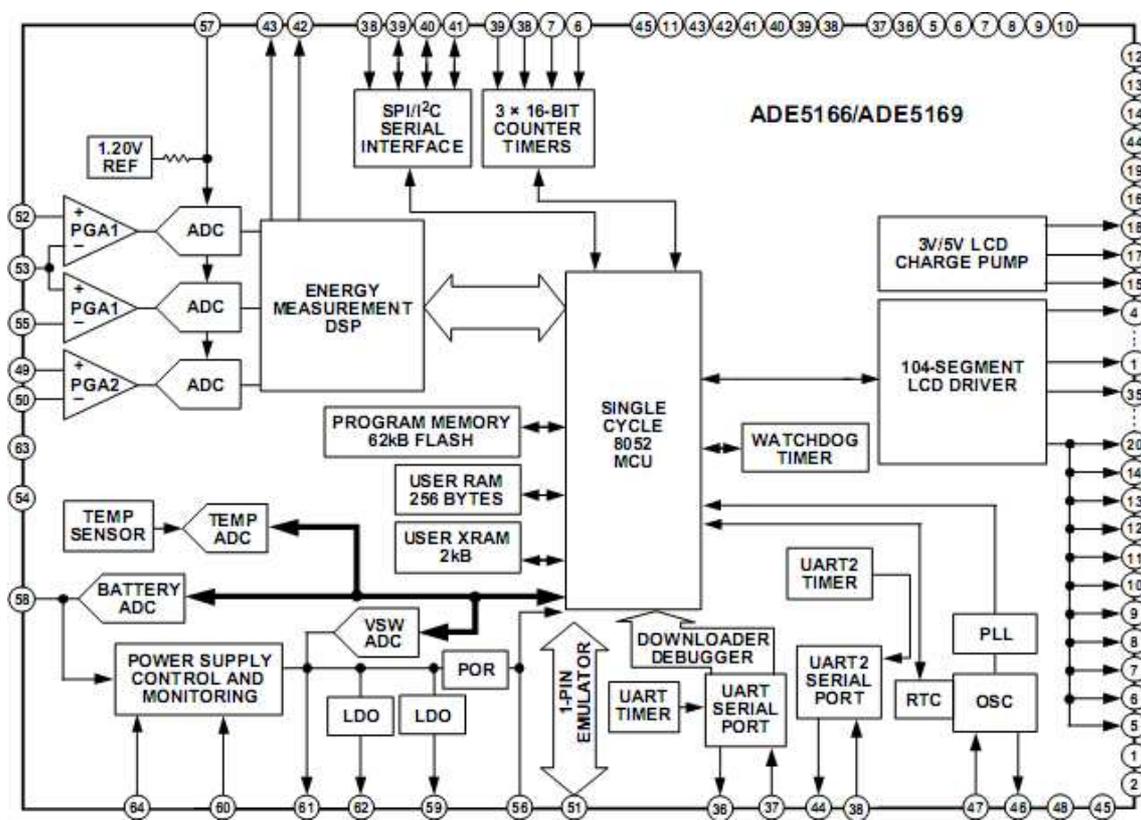


Imagen 13. Arquitectura ADE5169. Fuente: Analog Devices

El hecho de disponer de los datos energéticos digitalizados de forma externa al microcontrolador hace que se disponga de la totalidad de la memoria (64 kB) flash para la implementación de programas avanzados.

### **AVR465 (Atmel)**

Este dispositivo está preparado para medir en tomas monofásicas los siguientes parámetros: Irms, Vrms, P. La principal diferencia que presenta este dispositivo es que utiliza dos transductores de corriente para medir tanto en las líneas de fase como en las de neutro, de esta forma el dispositivo es capaz de detectar intentos de manipulación del sistema de medida.

El diseño de este sistema está basado en un microcontrolador AVR. Todas las medidas realizadas se digitalizan y se pasan al microcontrolador a través de PWM (Pulse Width Modulation) mediante la UART de que dispone. Esto lo convierte en un circuito con un bajo coste y muy eficiente.

El fabricante proporciona en su hoja de aplicación toda la descripción necesaria para desarrollar y ensamblar el dispositivo en cuestión, basado en un ATmega88.

### **AS8268 (Austriamicro-sys)**

Este dispositivo integrado, capaz de medir en líneas monofásicas valores de Irms, Vrms, P y Q; sigue la misma filosofía que el ADE5169 de Analog Devices, integrando una unidad externa encargada de digitalizar las medidas analógicas energéticas gracias a un DSP y a un sistema de recogida de valores analógicos. Como puede observarse en la imagen, también basa su funcionamiento en un microcontrolador de arquitectura 8051 y dispone de un driver hardware para controlar LCD's.

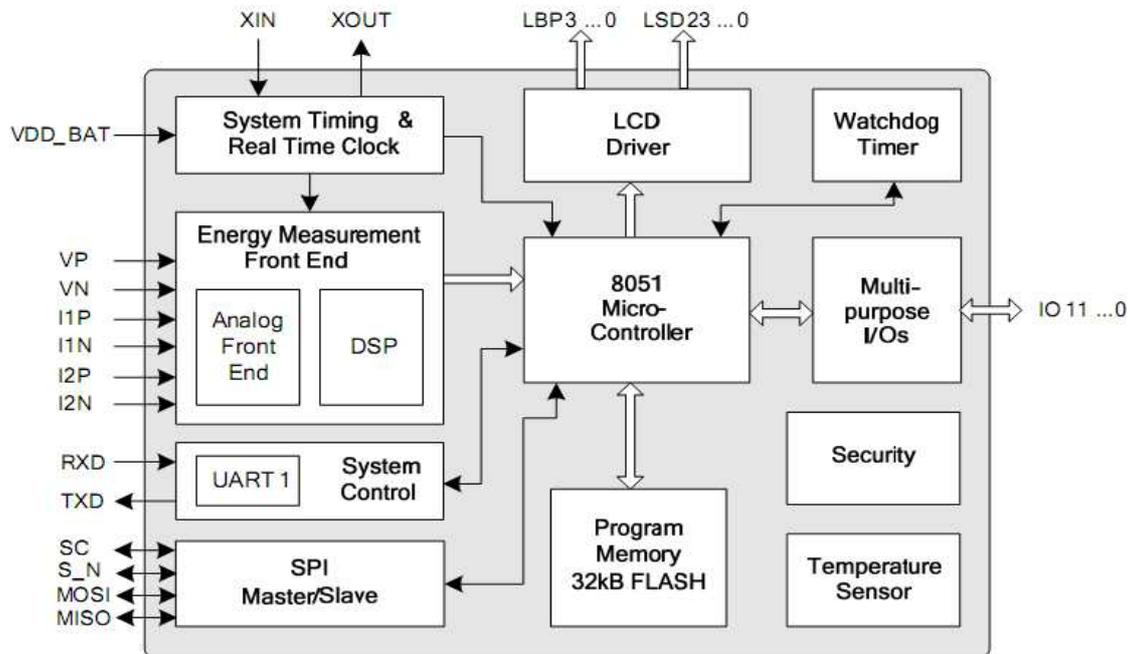


Imagen 14. Arquitectura AS8268. Fuente: Austriamicro-sys

Al igual que el AVR465 de Atmel, este integrado es capaz de realizar mediciones tanto en la línea de fase como en la de neutro con el fin de poder detectar fallos o manipulaciones del sistema de medida. Por otro lado dispone de dos puertos de comunicaciones (uno UART y otro SPI).

### **CS5463 (Cirrus Logic)**

Este circuito integrado basa su sistema de captura de información energética en dos convertidores A/D Delta-Sigma. Además de calcular los parámetros básicos de tensión, corriente y potencia, es capaz de calcular frecuencias y armónicos.

Por otro lado, este circuito integrado se limita a calcular los parámetros descritos y a ponerlos a disposición ya sea bien a través de una interfaz de comunicación serie, o bien a través de modulación de pulsos en función de la energía consumida.



Sin embargo, no dispone de una unidad controladora capaz de gestionar dicha información y representarla de alguna manera. Una vez calculados los parámetros dispone de 3 salidas de pulsos configurables para representar energía activa, reactiva y aparente. Además dispone de una interfaz serie para acceder a todos los datos calculados de forma más exacta.

### MCP3905 (Microchip)

Este circuito está diseñado para medir tensión y corriente en sistemas monofásicos, proporcionando una salida de pulsos proporcional a la potencia real que esté siendo consumida en la línea

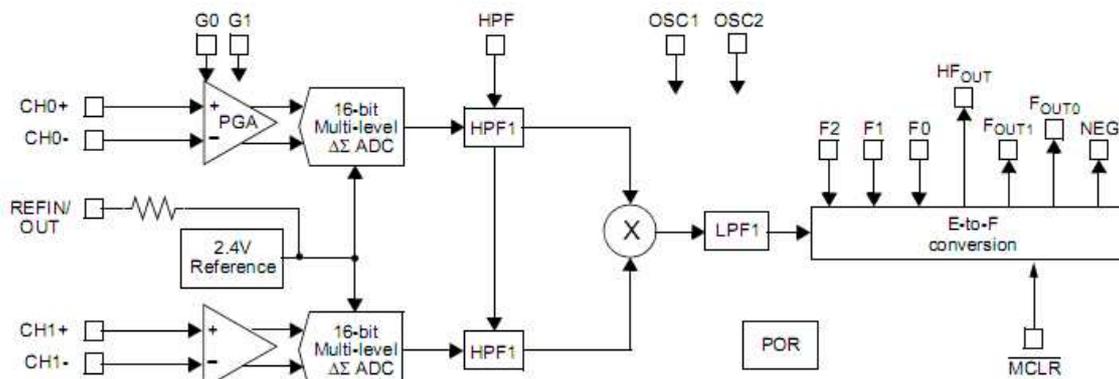


Imagen 17. Arquitectura MPC3905. Fuente: Microchip

El funcionamiento del integrado es muy sencillo, careciendo de cualquier tipo de controlador, entradas/salidas adicionales, o puertos de comunicación. Por tanto para el diseño de contadores será necesario disponer de otro elemento central capaz de proveer de estas características necesarias.

### SA9904 (Sames)

Este dispositivo es capaz de medir Vrms, Irms, frecuencia, P, Q, S en sistemas trifásicos tanto de 3 hilos como de 4 hilos. Realiza la medición de corriente tanto en las líneas de fase como en las líneas de neutro, facilitando la detección de manipulaciones.

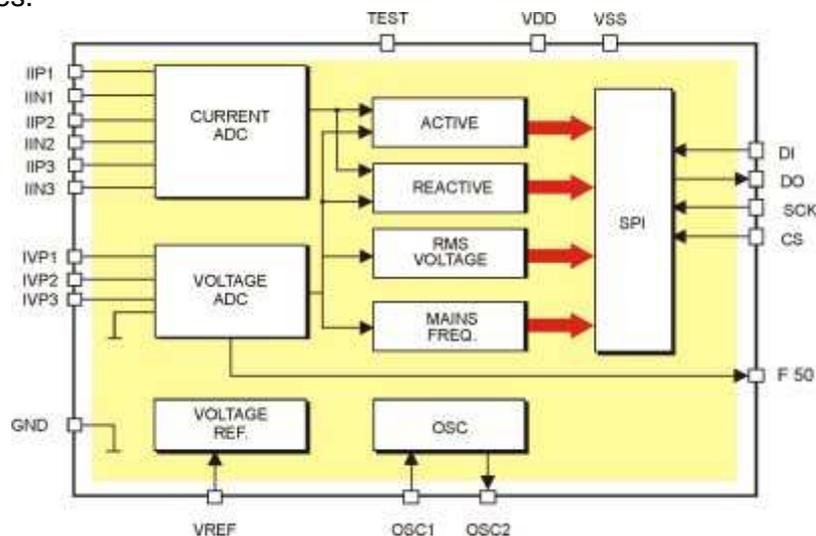


Imagen 18. Arquitectura SA9904. Fuente: Sames

Al igual que los anteriores circuitos integrados, este SA9904 no posee unidad MCU, de forma que proporciona los datos a través de una interfaz SPI que necesitará conectarse con una unidad externa que recoja los datos para representarlos, enviarlos o actuar en consecuencia.

#### **71M6531F (Teridian)**

Este integrado es una de los más completos del mercado. Puede medir Irms, Vrms, y potencia y energía en los cuatro cuadrantes cumpliendo con el estándar IEC62053. Además incorpora un microcontrolador de características avanzadas que dispone de 256 kB de memoria, 2 interfaces de comunicación UART, controlador LCD, convertidor A/D de 22 bits, etc.

Por tanto, está dirigido al desarrollo de dispositivos de medida energética con capacidad de transferir, monitorizar y gestionar toda la información almacenada en memoria, convirtiéndose en una pieza clave dentro del dispositivo a desarrollar.

### **3.4.4. PROTOCOLOS DE TELEGESTIÓN**

Hasta hace algunos años, la relación entre los consumidores y las empresas de suministro eléctrico se basaba meramente en que las primeras hacían llegar la energía dónde y cuándo se necesitaba, y los clientes estaban satisfechos si esto se cumplía. Las decisiones sobre el suministro se dejaban en mano de los proveedores. Además, las tarifas estaban reguladas y el cliente poco podía controlar.

En los últimos tiempos esta relación ha ido evolucionando, la preocupación por el cambio climático, el aumento del coste de la energía, las crecientes necesidades de fiabilidad y los avances tecnológicos provocan una participación cada vez mayor del consumidor, lo que redefine la relación con las empresas suministradoras. Para posibilitar esta nueva relación debe existir una interfaz que permita la toma de decisiones basada en información en tiempo real. La red que se construye hoy ha de satisfacer las necesidades de los clientes de mañana. Mejorar el rendimiento para cumplir los requisitos del mercado significa innovar e integrar la tecnología entorno a los procesos de las empresas. Las tecnologías de la información y la comunicación son la pieza clave de las empresas del futuro. Las telecomunicaciones, como medio para interactuar con los clientes y con la distribución se convierten en un factor clave.

Conducidos por la necesidad de útiles que optimicen su proceso de negocio, el contador se convierte más y más en parte integrante de un sistema de medida y facturación integral. Mientras que en el pasado el valor comercial de un contador era generado principalmente por la adquisición de datos y su capacidad de procesado, hoy en día las propiedades críticas son la capacidad de comunicación, el sistema de integración y la interoperabilidad.

El proyecto OPEN meter (Open Public Extended Network metering) surgió en 2009 para superar las barreras que existían en la adopción a gran escala de la medición inteligente y construir la infraestructura para un sistema de medida avanzado en Europa, todo ello gracias al desarrollo de un amplio conjunto de normas abiertas y públicas. La participación en el proyecto de un amplio número de empresas importantes del sector (ya sea como socios o como parte externa) asegura la aceptación final de los resultados del proyecto.

El principal objetivo de OPEN meter es especificar un conjunto comprensible de normas públicas y abiertas para sistemas AMI (Advanced Meter Infrastructure) que soporten contadores de electricidad, gas, agua y calor, basándose en el acuerdo de todas las partes interesadas, y teniendo en cuenta las condiciones reales de la red de servicios públicos para permitir la plena implementación. El alcance del proyecto es superar las lagunas de conocimiento y adoptar estándares abiertos para equipos de medición múltiple e inteligente donde todos los aspectos relevantes sean considerados: legislación, funciones de medición avanzadas, medios de comunicación, protocolos y formato de datos.

El proyecto ha llevado a cabo un estudio de las tecnologías disponibles, sus aplicaciones, ventajas e inconvenientes. Entre ellas ha seleccionado para cada puerto de comunicación las más apropiadas según los requisitos establecidos. Entre estas tecnologías destacan como protocolos DLMS/COSEM y Meters&More.

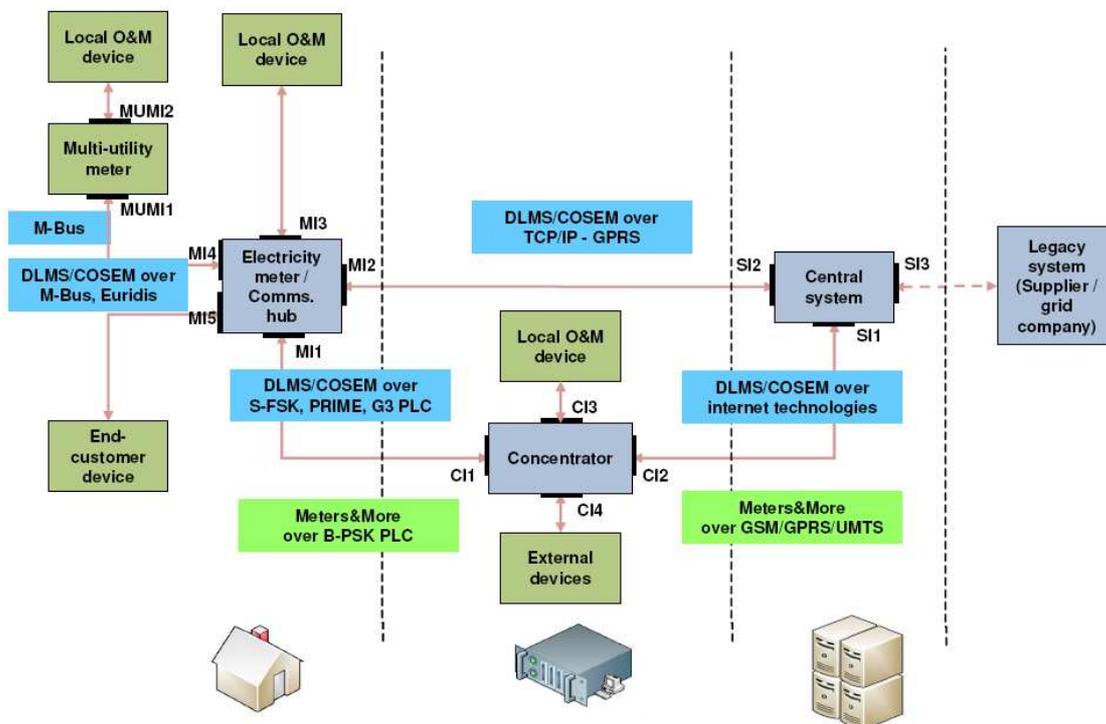


Imagen 19. Tecnologías más adecuadas en cada puerto de comunicación. Fuente: Green Book – 7th edition. DLMS/COSEM. Architecture and Protocols. 2009-12-22.

### **DLMS/COSEM: IEC 62056, EN 13757-1**

El DLMS/COSEM es un estándar abierto e internacional para el intercambio de datos con contadores de cualquier tipo de energía, y más generalmente con dispositivos inteligentes. Se desarrolló en los 90 por fabricantes y empresas líderes en el sector con el objetivo de proporcionar un medio para el intercambio de datos entre contadores según un estándar interoperable, independiente del tipo de energía y del fabricante, y sobre diferentes medios de comunicación.

Para conseguir estos objetivos, DLMS/COSEM usa una aproximación en 3 pasos:

- Modelado de los datos de las aplicaciones: Engloba el modelo de objetos de interfaz COSEM y el sistema de identificación de datos OBIS.

- Mensajería: Engloba los servicios para utilizar el modelo de datos. Son los servicios DLMS proporcionados por la capa de aplicación COSEM.
- Transporte: Engloba los perfiles de comunicación, por ejemplo las reglas para el transporte de los APDU hacia varios canales de comunicación.

#### Características clave del DLMS/COSEM:

- Modelo de datos y sistema de identificación independientes del método de comunicación y mensajería: Los objetos de interfaz COSEM identificados con códigos OBIS modelan la aplicación de manera independiente del método de mensajería y del de comunicación.

- Multi-energía: Todos los tipos de energía (electricidad, gas, agua, calor, etc.) están contemplados. Las clases de interfaz son las mismas, sólo sus códigos OBIS son específicos del tipo de medio/energía.

- Auto-descripción: El contador proporciona información sobre los recursos disponibles (lista de objetos). El contador también proporciona en cada mensaje los tipos de datos utilizados. En consecuencia, el sistema de recogida de datos y el contador pueden intercambiar datos basándose únicamente en la información obtenida del estándar y leer desde el contador, con una dependencia mínima de la información que proviene del fabricante, como claves o elementos específicos del fabricante. Esto facilita el enchufar un dispositivo y utilizarlo sin preocuparse de la configuración (plug-and-play).

- Servicios de mensajería DLMS comunes para todas las interfaces de clase y los objetos: Son utilizados para acceder a los atributos y métodos de los objetos COSEM. Esto significa que nuevas clases de interfaz pueden ser especificadas para suplir nuevas funciones sin afectar al protocolo. Para codificar, se utiliza el eficiente estándar IEC 61334-6 A-XRD.

- Aproximación cliente-servidor: Los contadores actúan como servidores, aportando los datos o servicios solicitados por el sistema de gestión de los contadores, que actúa como cliente. Los contadores también pueden enviar información no solicitada (alarmas, conjuntos de datos predefinidos, etc.).

- Acceso basado en roles: El servidor puede aportar un ámbito diferente de acceso a diferentes clientes con diferentes roles (usuario final, lector del contador, ingeniero de utilidades, fabricantes, etc.).

- Bloques OSI (Open System Interconnection)/Internet basados en el protocolo que lleva los mensajes: Cualquier comunicación capaz de llevar DLMS APDU (Application Protocol Data Units) es deseable. La comunicación soportada actualmente es por puerto local óptico o eléctrico, PSTN, GSM, internet, GPRS, PLC, M Bus, Euridis, etc.

- Separación de los modelos de datos y los protocolos – “ortogonalidad”: El modelo de datos y los protocolos están escrupulosamente separados. La interfaz entre ellos es proporcionada por los servicios de mensajería DLMS. Esto significa que el modelo de objetos puede desarrollarse sin afectar al protocolo, y que el protocolo puede desarrollarse sin afectar al modelo. Esto hace las especificaciones adaptables en el futuro.

- Métodos alternativos de mensajería, como el XML, son posibles y están bajo consideración.
- Negociación de las capacidades: El cliente y el servidor pueden negociar las características y capacidades en todos los niveles de capa del protocolo y del modelo, para usarlas durante el intercambio. Esto facilita la interoperabilidad.
- Flexibilidad y escalabilidad: Sólo hay unos pocos elementos en DLMS/COSEM que son obligatorios y que deben ser implementados, el resto son opcionales lo que permite construir tanto contadores simples como complejos, y así optimizar los costes.
- Seguridad del transporte de datos: La seguridad del transporte de datos de los niveles de capa de aplicación está disponible utilizando el algoritmo de clave simétrica AES-GCM-128, que proporciona cifrado verificado.

DLMS/COSEM soporta el intercambio local de datos a través de puerto óptico, lazo de corriente o RS-232. La interfaz física se especifica en la IEC 62056-21. La mayoría de los contadores en el mercado soportan tanto el Modo C usando transferencia de datos en ASCII como el Modo E usando DLMS/COSEM.

DLMS/COSEM es ampliamente utilizado con intercambio bidireccional remoto a través de diversos medios de comunicación. Las funciones creadas con el modelo de datos COSEM soportan todas las funcionalidades AMI. En combinación con el intercambio de datos bidireccional, DLMS/COSEM soporta AMI y ha sido seleccionado, entre otros, como base en proyectos de Francia y Alemania.

### ***Meters and More***

En 2001 la empresa ENEL se propuso sustituir en 5 años los tradicionales contadores electromecánicos por otros modernos electrónicos que pudieran ser gestionados local o remotamente por la solución AMM de Enel llamada Telegestore. El proyecto finalizó en 2006 y gracias a esta experiencia la solución de Enel se ha convertido en un referente en tecnologías de sistemas AMM. En 2008 más de 12 millones de órdenes de trabajo y 212 millones de lecturas fueron ejecutadas con éxito a distancia.

La tecnología *Meters and More* es una evolución del *Telegestore* de Enel. El protocolo soporta comunicación local y remota con el campo de dispositivos. *Meters and More* es una organización sin ánimo de lucro, bajo las leyes de Bélgica y con los siguientes objetivos:

- Adoptar, mantener y desarrollar un protocolo de comunicación abierto para soluciones de medición inteligente.
- Promover la existencia de dispositivos, aplicaciones y servicios interoperables promoviendo las especificaciones abiertas.
- Proporcionar un proceso de certificado que asegure el cumplimiento de las especificaciones de *Meters and More* de los productos ensayados.
- Apoyo a la estandarización de la medición inteligente.
- Conducir las evoluciones del protocolo *Meters and More* mediante la creación de un lugar donde los miembros de la asociación puedan proponer y evaluar las mejoras dentro de unas reglas abiertas y bien definidas.

La asociación fue fundada por las empresas Enel Distribuzione y Endesa Distribución Eléctrica, pero ya cuenta con socios de otras compañías líderes en diferentes sectores como IBM, STMicroelectronics, Siemens, CESI o Sagemcom.

El sistema central Telegestore comunica a través de la red pública de telecomunicación (GSM/GPRS, PSTN y satélites) con un concentrador de baja tensión (BT) instalado en cada subestación de media tensión (un concentrador por transformador). El concentrador es capaz de gestionar la comunicación en ambas direcciones: hacia el sistema central Telegestore y hacia los contadores electrónicos (vía PLC).

La aplicación Telegestore se inició en 2001 basándose en estudios y experimentos llevados a cabo durante la década anterior. Se utilizan dos implementaciones del protocolo de comunicación a través de PLC, que difieren en las capas PHY y MAC pero comparten la capa de aplicación. De esta manera las dos implementaciones son completamente transparentes desde el punto de vista del sistema central. Una implementación se basa en una extensión del protocolo LonWorks/LonTalk®, mientras que la otra se basa en el conjunto de Enel llamado Sitred. Ambas implementaciones están actualmente en uso.

El protocolo Sitred implementa las capas física, de enlace y de aplicación (1ª, 2ª y 7ª de la norma ISO). Algunas funcionalidades, típicas de capas no implementadas, se incluyen en la capa de enlace y la de aplicaciones.

- Capa física: En esta capa el protocolo Sitred gestiona un perfil de modulación FSK basado en IEC 61334-5-2. Se lleva a cabo una mejora sobre el rango de datos, de 2400 bps a 1200 bps.

- Capa de enlace de datos: Sitred ejecuta funciones de repetición para mejorar la accesibilidad del contador y el modo para acceder al modo principal maestro/esclavo. Además, esta capa es capaz de manejar múltiples capas de aplicación. Está basada en la IEC 61334-4-32 y IEC 61334-4-33.

- Capa de aplicación: Sitred implementa todas las características necesarias para implementar el intercambio de datos entre nodos de la red de una manera exhaustiva. Además implementa algunas funciones de gestión de la red. A este nivel, con respecto a la gestión de la seguridad de los datos, Sitred soporta cifrado, comprobación de claves y reproducción de ataques.

El sistema Telegestore se diseña para soportar no solo la lectura de contadores sino también una gestión completa del contrato (y del cliente), teniendo como objetivo mejorar la calidad de los servicios ofrecidos mientras se reducen los costes operacionales relacionados con el campo de órdenes de trabajo en las instalaciones del cliente.

Las claves de las capacidades funcionales de Telegestore son:

- Lectura remota de los registros del contador, tanto a petición como siguiendo una programación predefinida.
- Control de cambios remotos en los parámetros contractuales, en caso de modificación o cancelación del contrato.

- Control remoto de desconexión y “autorización” del interruptor local para la reconexión por el cliente (por motivos de seguridad).
- Sincronización del reloj de los nodos de la red.
- Gestión de alarmas de todos los nodos de la red.
- Actualización del firmware de los componentes de manera remota.
- Detección y prevención del fraude.
- Gestión de contratos prepago.
- Monitoreo de la calidad de suministro para cada cliente (número y duración de las interrupciones del servicio).
- Gestión de la curva de carga.
- Balances de energía (comparativa entre la energía suministrada por cada transformador MT/BT y la energía total suministrada a los clientes).
- Desconexión de la carga.
- Disponibilidad para uso del cliente de información sobre el consumo de energía y cuestiones técnico-comerciales.
- Adaptación automática de los cambios de la red y control de la disponibilidad de contadores.

### **3.4.5. ESTANDARIZACIÓN**

El competitivo mercado de la energía requiere una cantidad de información siempre creciente relacionada con el uso de la energía. Los desarrollos tecnológicos recientes permiten construir equipos de medida inteligentes, capaces de capturar, procesar y comunicar esta información a todas las partes implicadas. Para analizar esta información posteriormente, con efectos de facturación y gestión de las cargas, el cliente y el contrato, es necesario identificar de forma única todos los datos recogidos manual o automáticamente de una manera independiente al fabricante. La norma DIN 43863-3:1997, Electricity meters – Part 3: Tariff metering device as additional equipment for electricity meters – EDIS – Energy Data Identification System especifica estándares para la identificación de esta información.

En España, el Real Decreto 809/2006, de 30 de junio establece que a partir del 1 de julio de 2007 los equipos de medida a instalar para nuevos suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW y los que se sustituyan para los antiguos suministros, deberán permitir la discriminación horaria de las medidas así como la telegestión. Y la orden ITC/3860/2007 de 28 de diciembre establece que el 31 de diciembre de 2018 todos los contadores deberán haber sido sustituidos por otros que permitan la telegestión. En este sentido, la industria no quiere que la implantación masiva de los nuevos contadores electrónicos sea una batalla estéril. Por eso, empresas del sector energético, fabricantes de medidores e institutos de investigación han decidido unir fuerzas para lograr una tecnología abierta y común para la gestión a distancia de los contadores inteligentes.

El resultado del proyecto Open Meter es un conjunto de borradores de estándares, basados en normas existentes y aceptadas en la medida de lo posible. Entre las normas existentes se incluyen las series IEC 61334 PLC, la IEC 62056 DLMS/COSEM para contadores eléctricos, las series EN 13757 y normas para otros contadores no eléctricos utilizando M-Bus y otros medios. Estas normas se complementarán con nuevos estándares, basados en soluciones innovadoras desarrolladas durante el proyecto. Los borradores resultantes alimentarán los procesos de normalización europeos e internacionales. El proyecto está coordinado según el mandato de estandarización de medición inteligente propuesto por la Comisión Europea de la Organización de Normalización, CEN, CENELEC y ETSI.

El estándar original DLMS, IEC 61334-4-41, ha sido desarrollado por IEC TC 57 como parte del comité de la norma IEC 61334 para la automatización de la distribución utilizando líneas eléctricas de distribución. Por un lado DLMS/COSEM sólo utiliza parte del estándar DLMS y es mucho más simple. Por otro lado añade unas pocas extensiones para un uso eficiente del modelo COSEM. Estas extensiones constituyen el xDLMS ASE de la capa de aplicación COSEM.

Es importante hacer notar que el DLMS tal y como está especificado en la IEC 61334-4-41 no proporciona un modelo de datos de contador o un sistema de nomenclatura. Añadir estos elementos es una de las principales evoluciones aportadas a DLMS/COSEM.

Por otro lado, el organismo de estandarización IEEE ha aprobado un proyecto presentado con el extenso título de "IEEE 2030 Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS) and End-Use Applications and Loads (P2030)".

El objetivo de IEEE con 2030 es proporcionar a través de un proceso de estándares abierto el conocimiento básico para definir la interoperatividad en el contexto de una "Red Eléctrica Inteligente", incluido el funcionamiento de los sistemas de alimentación eléctrica con las aplicaciones y dispositivos de uso final, como medidores de electricidad inteligentes.

## **3.5. SISTEMAS ASOCIADOS**

### **3.5.1. ENERGÍAS RENOVABLES**

Tanto la Directiva 2004/8/CE sobre fomento de la cogeneración, como la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establecen entre sus objetivos el de racionalizar y acelerar los trámites administrativos para la autorización y conexión a las redes eléctricas de los equipos incluidos en cada una de ellas. En este sentido, es de vital importancia el Real Decreto sobre conexión de equipos de pequeña potencia que acaba de ser aprobado por la CNE y que podría ser publicado en breve.

Teniendo en cuenta que, hasta la fecha, la única normativa similar publicada es el Real Decreto 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal no superior a 100 kVA y conectadas a la red de baja tensión, que en dicho real decreto se establece la obligación de disponer de contadores separados para el consumo y la generación, y que en el Real Decreto 661/2007 sobre régimen especial se establece que las instalaciones de régimen especial podrán incorporar al sistema la

totalidad de la energía producida, cabe esperar que el nuevo real decreto de conexión obligue a instalar contadores independientes para la generación y para el consumo.

También cabe esperar que ambos contadores tuvieran que cumplir la exigencia de ser capaces de realizar medidas horarias y de permitir la telegestión, por lo que las compañías distribuidoras no solo tendrían un mejor conocimiento de la situación de su red en lo que se refiere al consumo, sino también con respecto a la generación.

Si el nuevo real decreto sobre conexión de generadores de pequeña potencia consigue su objetivo de intensificar la instalación de dichos equipos, las compañías distribuidoras podrían disponer de nuevos elementos con los que gestionar sus redes. Así, siempre que se desarrollara la normativa necesaria para ello, podrían establecer mecanismos de mercado para contratar servicios de control de tensión y/o frecuencia a estos generadores distribuidos, lo que redundaría en un uso más racional y eficiente de los recursos disponibles en el sistema eléctrico.

### **3.5.2. MICRORREDES**

El despliegue de la generación distribuida de pequeño tamaño podría facilitar el desarrollo de microrredes. Una microrred es una agrupación de cargas y generadores de pequeño tamaño que actúan como un sistema único para suministrar tanto energía eléctrica como térmica. El sistema de gestión de la microrred tratará de satisfacer la demanda térmica de sus consumidores, empleando los generadores que tenga a su disposición y haciendo uso, en su caso, de sistemas de almacenamiento térmico. En circunstancias normales, el exceso/defecto de energía eléctrica se exportará/importará de la red eléctrica principal. Por el contrario, si existe una falta en la red de distribución, si la microrred dispone de un único punto de conexión con el resto de la red de distribución, y si la normativa lo permite, la microrred puede aislarse de la red principal y satisfacer las demandas eléctricas críticas mediante los generadores instalados en la misma; una vez solucionada la falta, la microrred podría volver a conectarse a la red principal, tras sincronizarse a ella.

La instalación de microrredes en entornos urbanos consolidados puede ser complicada. Sin embargo, estos sistemas presentan perspectivas interesantes para nuevos desarrollos urbanísticos. En este caso, dado que hay que preparar todas las infraestructuras desde cero, se puede realizar una planificación energética conjunta para el barrio. Así, por ejemplo, se puede diseñar una central de producción de calor y/o frío, y realizar el tendido de tuberías de agua, en lugar de instalar tuberías de gas y producir el calor en cada vivienda.

Se espera que, en los próximos años, la instalación de microrredes en nuevos desarrollos urbanos contribuya a la consecución de los objetivos energéticos, ambientales, de seguridad del suministro y de mejora de la calidad de vida.

### 3.5.3. VEHÍCULO ELÉCTRICO

Las distintas instituciones, desde el ámbito continental, hasta el local, pasando por el nacional y el autonómico, apuestan decididamente por la electrificación del transporte. El desarrollo del vehículo eléctrico presenta desafíos, pero también oportunidades.

De acuerdo a los planes del Gobierno, en 2014 se esperan 250.000 vehículos eléctricos circulando por las carreteras españolas (70.000 en 2012). Considerando una carga lenta (la que menor potencia exige), la carga demandaría una potencia de unos 4 kW (la potencia contratada media en los hogares españoles) durante aproximadamente 5 horas. Si todos los propietarios de vehículos eléctricos en 2014 dejaran cargándolos al llegar de trabajar (entre las 6 y las 10 de la noche), la demanda de electricidad aumentaría en 1 GW (1.000.000 kW) entre las 10 y las 11. Esta potencia es equivalente a la que produce una central nuclear, y el periodo en el que se demandaría estaría muy cerca del momento de mayor demanda de electricidad en invierno (entre las 8 y las 9 de la noche), con lo que sería necesario poner en funcionamiento todas las centrales instaladas (incluidas las más ineficientes y contaminantes) e, incluso, sería necesario construir nuevas plantas. Además, sería necesario reforzar las redes de transporte y distribución a fin de llevar la energía necesaria al usuario final. Por otra parte, si se emplearan sistemas de carga rápida, el tiempo de uso se reduciría, pero aumentaría la potencia necesaria.

Como alternativa, se podrían desarrollar sistemas y acuerdos que permitieran escalonar la carga de los vehículos en distintos momentos del día, a fin de absorber la energía cuando el sistema pueda entregarla (en momentos de baja demanda como las 3 de la mañana, o cuando haya excedentes de producción de energías renovables), e incluso poder entregar parte de la energía almacenada en los mismos cuando el sistema lo necesite. Los sistemas de carga inteligente, ya sean para cargas lentas o rápidas, pueden depender de contratos con el operador del sistema, o de señales de precio enviadas por un gestor de cargas. En este último caso, el precio sería barato cuando haya energía excedentaria en el sistema (para facilitar la compra y dificultar la venta) y precios muy caros cuando el sistema esté en riesgo (para incentivar la venta y penalizar la compra).

En este aspecto se están realizando diversos estudios que muestran el interés en analizar el efecto de la demanda de energía necesaria para cubrir las necesidades de carga asociadas a los coches eléctricos. Muestran una dependencia clara de los posibles hábitos de carga de los usuarios, que van desde una carga sin control (tan pronto como se llega a casa por las tardes), una carga continua (la carga se puede realizar a lo largo de todo el día), o bien retrasando la carga a horas nocturnas o en valles de consumo y, lógicamente, del número de vehículos a cargar (la penetración real estimada del vehículo eléctrico) así como la tarificación asociada a la carga. Se intuye de los mismos que puede ser necesario, en escenarios de alta penetración, la necesidad de aumentar la capacidad de generación, así como que se pueden reducir los picos de demanda utilizando sistemas inteligentes de carga de flotas.

En cualquier caso, y si la capacidad de generación fuese suficiente, se podrían presentar necesidades de integración del vehículo eléctrico en puntos de consumo (o en líneas de distribución o equipamientos como transformadores) al producirse la carga de varios coches simultáneamente. Otros aspecto que habría que estudiar es si el diseño de los diversos dispositivos que existen actualmente está realizando teniendo en cuenta las curvas de demanda actuales.

Por otra parte, los vehículos eléctricos también pueden ofrecer servicios de control de tensión o frecuencia a las distribuidoras, independientemente del estado general del sistema. En efecto, el uso adecuado de los vehículos eléctricos, no solo no necesitaría de nuevas inversiones en la red de distribución, sino que reduciría la necesidad de inversiones para cubrir aumentos de la demanda eléctrica ordinaria.

Para la provisión de estos servicios también sería necesario el desarrollo de sistemas de carga y descarga inteligente de los vehículos. No obstante, al igual que en el caso de las microrredes, las mejoras tecnológicas deberían ir acompañadas de los correspondientes desarrollos normativos que permitan el aprovechamiento completo de las oportunidades presentes.

### 3.5.4. SISTEMAS DOMÓTICOS

Los sistemas domóticos proporcionarán a corto plazo una herramienta de gran importancia para las Smart Grids, ya que es necesario un instrumento de actuación local en las viviendas, capaz de actuar sobre las cargas energéticas de la misma, para ser capaz de controlar el consumo total de la vivienda en todo momento.

Por ejemplo, el proyecto GAD contempla en algunas fases de su desarrollo la comunicación y el control de electrodomésticos con el fin de poder controlar el consumo energético de una vivienda en todo momento. Para ello, la tecnología utilizada para realizar el control ha sido EIB-KNX y BPL.

En la siguiente imagen, se muestra los tramos en que se pueden clasificar las comunicaciones especificadas, las tecnologías empleadas y los dispositivos desarrollados (ECST, ECCT, DCONTA, DCCA, DIFU, Electrodomésticos inteligentes, Enchufes inteligentes y dispositivos de control de líneas).

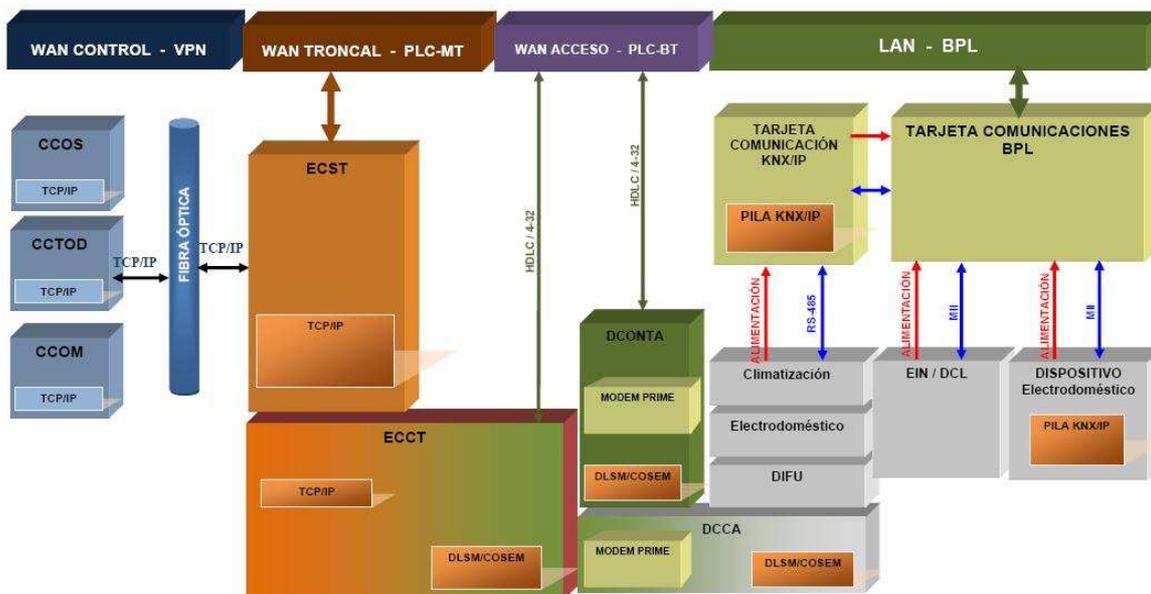


Imagen 20. Tecnologías y comunicaciones GAD. Fuente: Proyecto GAD

GAD abarca todos los desarrollos necesarios para hacer viable la gestión de la demanda en España. Desde el desarrollo de herramientas software y la algoritmia asociada para integrar en los centros de control de los agentes implicados (Operador

de Transporte, Operador de Distribución, Comercializadoras), hasta desarrollo de dispositivos necesarios para permitir la telegestión de los consumos de los usuarios de una manera transparente para los mismos, que incida lo mínimo posible en su nivel de confort. Pasando por la especificación de las comunicaciones necesarias en los distintos tramos del sistema.

Por otro lado, la expansión de las redes de sensores en todo tipo de aplicaciones de monitorización y control, en viviendas y edificios terciarios, facilitarán la recogida de parámetros representativos del confort de las personas, permitiendo una mayor eficacia a la hora de gestionar el consumo energético.

Para este cometido los dispositivos ZigBee se presentan como la solución más sólida y con una relación calidad/precio que le está permitiendo una rápida implantación en un gran número de sistemas.

ZigBee Alliance, la asociación global de empresas que crea soluciones inalámbricas estandarizadas para utilizarlas en aplicaciones de gestión de la energía, aplicaciones comerciales y de consumo, ha anunciado que incluirá estándares globales de TI del Grupo de Trabajo en Ingeniería de Internet (IETF, por sus siglas en inglés) en su cartera de especificaciones de estándares de redes inalámbricas de baja energía. Esta estrategia expandirá la creciente cartera de exitosas especificaciones de ZigBee y debería promover el rápido crecimiento de las aplicaciones para redes de suministro eléctrico inteligentes, que han adoptado ampliamente el perfil comprobado de aplicaciones públicas de ZigBee Smart Energy.

Al incorporar los estándares del IETF, los productos de ZigBee Smart Energy aumentarán sus capacidades de aplicación con soporte nativo de protocolos de Internet, lo que permite la integración uniforme de conectividad a Internet en cada producto. Los miembros de ZigBee también se beneficiarán con el conocimiento y la experiencia incluidos en los estándares del IETF para el direccionamiento de redes a gran escala, la seguridad y la integración de TI, que aumentan aun más los conocimientos existentes a partir del desarrollo de tecnologías líderes a nivel mundial en el área de redes de control y sensores inalámbricos de bajo costo y confiables.

El perfil público de ZigBee Smart Energy define cómo un grupo de dispositivos trabajan de forma cooperativa dentro de una red, de modo que los servicios públicos puedan gestionar de forma inteligente cargas de energía, supervisar la utilización de ésta y optimizar su consumo. Al tratarse de la norma de comunicaciones entre dispositivos para redes de área doméstica seleccionada por el Departamento de Energía estadounidense en su marco normativo inicial para el desarrollo de Smart Grid, ZigBee Smart Energy es una tecnología clave para dar respuesta a las necesidades futuras de administración de energía de Estados Unidos.

ZigBee Smart Energy también permite la comunicación inalámbrica entre las empresas de servicios públicos y los dispositivos residenciales comunes tales como dispositivos y termostatos inteligentes. Mejora la eficiencia energética pudiendo, al mismo tiempo, elegir entre un gran ecosistema mundial de compañías que ofrecen productos interoperables. También ayuda a las empresas de servicios públicos a implementar nuevos programas avanzados de medida y respuesta de la demanda, conducir la gestión de mayor energía y eficacia, y al mismo tiempo responder a los requisitos gubernamentales cambiantes.

### 3.6. SEGURIDAD

La seguridad es un punto muy importante durante todo el ciclo de vida de cualquier sistema: diseño, desarrollo, implementación, actualización y mantenimiento. Para cada uno de estos momentos es imprescindible declarar las políticas de seguridad y los protocolos necesarios para asegurar la integridad del sistema.

Por otro lado, está la seguridad de los datos, que está directamente relacionada con la privacidad, integridad y fiabilidad de los datos. Además está el acceso a la red, que trata con la autenticación e identificación de las máquinas y usuarios conectados a la red.

Las VPN son una de las capas de seguridad más populares para proteger la transmisión de datos sobre una infraestructura pública como Internet. Éstas definen mecanismos de encapsulado de datos para conexiones *tunneling*.

Cuando un dispositivo pide un recurso de otro, es relativamente sencillo conocer si ese dispositivo está autorizado a recoger ese recurso o no, preguntando quién es. Sin embargo la cosa se complica cuando lo que hay que identificar no es el dispositivo en sí, sino la persona detrás de él que realiza la petición. De esta forma es necesario establecer también procedimientos de autenticación que verifiquen la identidad de los miembros conectados a la red. Para ello existen varios métodos entre los que se detallan los más importantes:

- RC4.
- PAP (Password Authentication Protocol).
- CHAP (Challenge Handshake Authentication Protocol).
- SPAP (Shiva Password Authentication Protocol).
- MS-CHAP (Microsoft CHAP).
- MS-CHAP v2.
- EAP (Extensible Authentication Protocol).
- PEAP (Protected EAP).
- RADIUS (Remote Authentication Dial In User Service).
- Kerberos.

Por otro lado, los algoritmos de cifrado de datos especifican los métodos para codificar y decodificar los datos. Dichos algoritmos se implementan mediante protocolos con el fin de dotar de privacidad a los datos.

En el escenario real, Estados Unidos a través del Departamento de Comercio y el Instituto Nacional de Estandarización y Tecnología ha publicado una guía compuesta por tres volúmenes en los que define los requerimientos en materia de seguridad para cada una de las capas de comunicación de la Smart Grid (Guidelines for Smart Grid Cyber Security).

En este documento se especifican 7 dominios dentro de la Smart Grid entre los cuales existirá un tráfico de información susceptible a ataques: generación energética, transmisión, distribución, cliente, mercados, centro de operaciones, y proveedores de servicios.

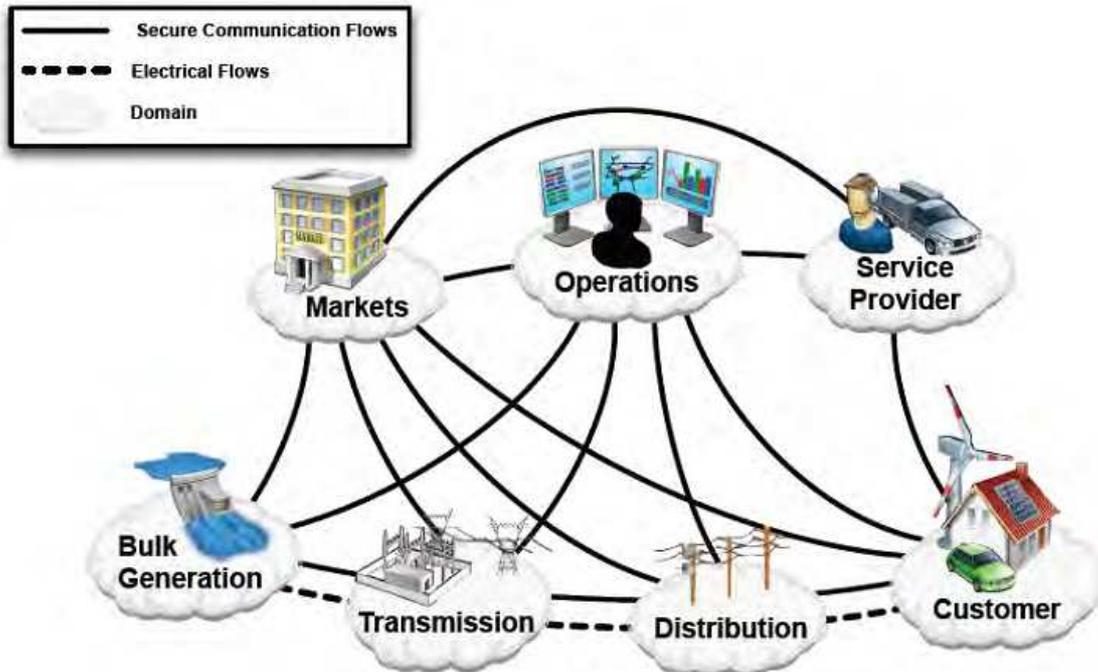


Imagen 21. Agentes en la Smart Grid. Fuente: Departamento de Comercio EEUU

En esta publicación se definen los posibles riesgos a los que se enfrenta la seguridad de las redes inteligentes, resumiéndose en los siguientes:

| Adversario                       | Descripción   |
|----------------------------------|---|
| <b>Espionaje nacional</b>        | Uso de agentes externos para conseguir información clasificada o crítica de países políticamente enfrentados para obtener ventajas económicas, militares o políticas.   |
| <b>Hackers</b>                   | Grupo de individuos que atacan redes y sistemas con el fin de explotar las vulnerabilidades en la operación de sistemas.  |
| <b>Cyberterroristas</b>          | Individuos o grupos operando de forma local o internacional, que representan varios grupos terroristas o extremistas que usan la violencia para provocar miedo con la intención de intimidar a la sociedad para que el gobierno sucumba a sus propuestas. |
| <b>Crimen organizado</b>         | Actividades criminales organizadas que incluyen juegos de azar, extorsión, tráfico de estupefacientes y muchos otros.   |
| <b>Competidores industriales</b> | Corporaciones locales y extranjeras operando en un mercado competitivo, que intenten la obtención ilegal de información de sus competidores directos.   |
| <b>Empleados disgustados</b>     | Individuos descontentos con su trato, que poseen el potencial para infligir daños en la red eléctrica o sus sistemas asociados  |

Tabla 3. Posibles riesgos ante ataques. Fuente: Elaboración propia

### **3.7. SMART GRIDS Y LA EFICIENCIA ENERGÉTICA**

La evolución de las nuevas tecnologías va alcanzando a todos los sectores y ahora le toca el turno al sector eléctrico, uno de los más importantes y que necesita nuevos modelos que permitan un uso más eficiente de la energía, acorde con los tiempos que corren. El modelo clásico, centralizado de las centrales eléctricas, no se ajusta a las energías renovables, ya que estas no proporcionan un flujo constante de energía (dependen del sol, del viento...). La idea es que se creen unas centrales eléctricas inteligentes distribuidas capaces de suministrar energía de forma dinámica dentro de lo que denomina red inteligente o Smart Grid.

La principal característica de una Smart Grid es que permite la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores, utilizando tecnología digital con el objetivo de ahorrar energía, reducir costes e incrementar la fiabilidad. Para conseguir este objetivo es necesario un reparto óptimo de la energía que implicaría bien su almacenamiento cuando existe un excedente (algo realmente complejo y costoso) o una reestructuración del sistema actual para adaptarse a la demanda de forma flexible aprovechando las tecnologías existentes.

La solución pasa por implicar al usuario consumidor, que tiene un papel muy importante, ya que se convierte en un elemento más dentro de la red inteligente. La idea es que las tarifas sean dinámicas, variando su precio en función de la demanda y siendo el usuario conocedor de las mismas en tiempo real. Para conseguir eso, se añadirían en los hogares unos dispositivos inteligentes (smart meters) que vendrían a reemplazar a los clásicos contadores y que son capaces de informar en cada momento del precio de la energía que consumimos. Pero no solo visualmente, sino también a través de un protocolo informático, algo que se podría combinar con aparatos eléctricos y electrónicos inteligentes que se activarían cuando el consumo fuera más favorable, con el consiguiente ahorro energético. Si nos fijamos en el consumo de energía eléctrica en España, podemos observar cómo existen picos de demanda a determinadas horas. Lo que se pretende con este sistema es premiar a aquellos usuarios que utilizan energía eléctrica en horarios de baja demanda sin que suponga un esfuerzo adicional por su parte (sistema no intrusivo).

De esta forma sería posible reducir la generación energética basada en el uso de recursos fósiles, que son los utilizados a la hora de cubrir los puntos de mayor demanda.

Además, dentro de este modelo, los usuarios también pueden ser proveedores de energía (read/write grid). Las energías renovables constituyen una buena forma de producir energía y el excedente podría ser distribuido apropiadamente a través de la smart grid, con el consiguiente beneficio económico para el usuario. Relacionado con esto, existe también el denominado vehicle-to-grid que trata de aprovechar la capacidad de almacenamiento de los vehículos eléctricos para, en los momentos que sea interesante para el propietario del vehículo o para el sistema, inyectar electricidad en la red.

La inclusión de las nuevas tecnologías en el ámbito del usuario, como la monitorización energética local, permitirá también una mayor concienciación del usuario a la hora de consumir energía. En este apartado radica una fuente de potencial para conseguir una eficiencia energética necesaria en la sociedad, que en la actualidad no se aplica debido a la desinformación general de las personas.

### **3.8. ASPECTOS SOCIALES**

Uno de los actores principales en el futuro de las redes inteligentes es el usuario doméstico final. Para que su participación sea activa y cumpla las expectativas que se esperan del sistema habrá que convencerle y cambiar sus hábitos de consumo.

Una alternativa para la modificación de los hábitos puede ser el factor económico. Es decir hacer suficientemente atractivo desde el punto de vista monetario la limitación que puede llevar asociada una tarificación especial por horas, es decir no poner la lavadora o el lavavajillas cuando uno quiera sino cuando sea económicamente más rentable o bien, si la gestión de las cargas domésticas las lleva directamente el propio comercializador o distribuidor, la incomodidad de pasar un poco más de calor en verano o de frío en invierno porque es necesario modificar las consignas para no saturar el sistema.

La oferta debe de ser suficientemente atractiva para pasar de la tarifa plana actual a las posibles tarificaciones mencionadas. Hoy en día existe ya una tarifa con discriminación horaria con el objetivo de trasladar el consumo de electricidad al período más económico (la parte correspondiente a los horarios valle). Hay también opciones que aseguran que utilizan siempre energía procedente de energías renovables y apelando a la concienciación de los usuarios finales incrementan el precio de la energía.

En este aspecto es necesario un aprendizaje previo, tanto de las propias personas como de los comercializadores para la elaboración de ofertas para cada sector, de los hábitos y necesidades de cada uno.

Existen proyectos (proyecto europeo BewareE) que tienen como objetivo estimular los cambios de comportamientos de los hogares mediante la comunicación e implementación de servicios energéticos que van desde las campañas de información o el asesoramiento individualizado hasta la implantación de dispositivos para conocer el consumo de energía en tiempo real en las viviendas. Por otra parte tampoco son las mismas necesidades energéticas (ni tampoco lo son los hábitos) dependiendo del tipo de hogar al que va destinada la energía. Se puede diferenciar entre las viviendas unifamiliares, casas adosadas, pisos de edificios de distintos tamaños, etc.

Es cualquier caso también es necesario ahondar sobre las distintas alternativas de interrelación del usuario final con las características de la Smart Grid. También se han realizado estudios (por ejemplo el Olympic Peninsula Project) para comprobar aspectos relacionados con los ahorros esperados o las estrategias de decisión ante los cambios de tarifas. En este aspecto la facilidad de uso del sistema y estrategias de “fit and forget” dentro de los sistemas de control y de programación de respuesta a las demandas en los que no hay que responder de forma activa a cada cambio tarifa fueron los más aceptados.

Otras alternativas que se están barajando relacionadas con las Smart Grid son las MicroGrids (o microrredes ya mencionadas anteriormente), concepto en el que la energía se produce, transmite, consume, monitoriza y gestiona a nivel local como parques empresariales, universidades, pero también podrían ser vecindarios o urbanizaciones, y que lógicamente tendrían una integración con la red central. Dentro de este entorno también serían necesarios sistemas y estrategias que permita poner de acuerdo a vecinos, comunidades, barrios, etc. para poder solicitar precios comunes a las eléctricas si todo el vecindario consume menos de una cantidad, etc.

## 4. EJEMPLOS, INICIATIVAS Y ACTIVIDADES

### 4.1. EJEMPLOS Y PROYECTOS

A continuación se describen algunos proyectos y ejemplos relacionados con el tema.

#### **SmartCity**

SmartCity, proyecto impulsado por un grupo de once empresas y liderado por ENDESA, se desarrollará en Málaga, concretamente en la zona de la Playa de la Misericordia y se beneficiarán 300 clientes industriales, 900 de servicios y 11.000 clientes domésticos durante cuatro años. Las fuentes de energía renovable se integrarán de forma óptima en la red, acercando la generación al consumo a través de la instalación de paneles fotovoltaicos en edificios públicos, el uso de microgeneración eléctrica en algunos hoteles o instalación de sistemas microeólicos en la zona. Existirán sistemas de almacenamiento energético en baterías, de manera que parte de la energía podrá ser consumida después en la climatización de edificios, el alumbrado público y el transporte eléctrico. Se potenciará también el uso de coches eléctricos, con la instalación de postes de recarga y el envío de una pequeña flota de vehículos. Pero, sobre todo, se busca hacer partícipe en todo el proceso al usuario final.”

Todos los clientes que participarán en el proyecto contarán con los nuevos contadores inteligentes para facilitar un consumo más sostenible. Además, la instalación de sistemas inteligentes y de sistemas avanzados de telecomunicaciones y telecontrol permitirá actuar en tiempo real y de forma automática sobre la red de distribución, haciendo posible una nueva gestión de la energía y potenciando la calidad del servicio.

Después, se recogerán los datos de consumo y de eficiencia para extraer conclusiones y exportar la experiencia a nuevas zonas urbanas, de manera que se pueda ir cambiando el modelo energético actual hacia un modelo más sostenible. El objetivo es conseguir un ahorro energético del 20%, así como la reducción de emisiones en más de 6.000 toneladas de CO<sub>2</sub> al año en la zona del proyecto.

SmartCity cuenta con un presupuesto de 31 millones de euros financiados en parte por Fondos Feder gracias al apoyo de la Junta de Andalucía y el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial del Ministerio de Ciencia e Innovación. Se ha elegido esta ciudad porque reúne todos los requisitos tecnológicos necesarios para garantizar el éxito del proyecto: gran potencial de crecimiento, amplias capacidades tecnológicas, presencia de Universidad y empresas, fuerte apoyo de las administraciones y excelentes infraestructuras eléctricas.

ENDESA ha liderado un equipo formado por las empresas más destacadas del sector, que colaboran y respaldan este ambicioso plan: Enel, Acciona, IBM, Sadiel, Ormazábal, Neo Metrics, Isotrol, Telvent, Ingeteam y Greenpower. También se ha contado con la colaboración de varias universidades y centros de investigación nacionales y autonómicos.

SmartCity se convertirá en un referente mundial en el desarrollo de tecnologías energéticas de vanguardia, compartiendo protagonismo con otras iniciativas ya operativas en Estocolmo, Dubai, Malta, Ohio y Colorado. El proyecto se enmarca dentro del PLAN 20-20-20, diseñado por la UE, que establece objetivos para el año

2020 de aumento de la eficiencia energética en un 20%, reducción de las emisiones de CO2 en un 20% y aumento de las fuentes de energía renovables hasta un 20% en el mix energético.

El proyecto incluye desarrollo de sistemas de monitorización y gestión de la energía de clientes residenciales y comerciales, pero el foco del proyecto no es el desarrollo de nuevas soluciones, sino la demostración de sistemas y soluciones ya existentes. Así, el elemento diferenciador de Smartcity es su carácter de proyecto de demostración a gran escala. Entre otros aspectos, se probarán sistema domóticos de control de energía, sistemas de carga de vehículos eléctricos, sistemas de optimización del consumo de luminarias para la vía pública y sistemas de gestión de la red de distribución.

### **Proyecto STAR Castellón**

Proyecto STAR - Sistema Telegestión y Automatización Red. IBERDROLA ha iniciado la implantación de la Red Inteligente en Castellón, ciudad que reúne las características idóneas para el desarrollo de este proyecto:

- 583 Centros de Transformación en servicio con varias configuraciones.
- 100.973 puntos de suministro domésticos que atienden a 175.000 ciudadanos.
- Variada configuración de la Baja Tensión: contadores monofásicos y trifásicos, centralizados e individuales...
- Densidades eléctricas amplias: entre 1 y 831 clientes por CT, entre 1 y 25 líneas BT por centro.
- Diferentes tipologías de instalaciones, antigüedades...

El Proyecto STAR convertirá a Castellón en la primera ciudad española con una red eléctrica inteligente. De esta manera, 175.000 clientes contarán con este servicio que permitirá mejorar la calidad del suministro eléctrico, al disminuir las incidencias.

Para llevarlo a cabo, IBERDROLA renovará los más de 100.000 contadores que dan servicio a sus clientes. Además, adaptará los centros de transformación de la ciudad para permitir la prestación de servicios a distancia, la lectura de los equipos de medida, la realización de altas y bajas o la modificación de la potencia contratada.

En abril de 2010 comenzó la renovación de los más de 100.000 contadores y la remodelación de los centros de transformación en Castellón. La fecha prevista de fin de la ejecución es noviembre del mismo año.

### **Proyecto CENIT Energos**

El proyecto ENERGOS está financiado por la iniciativa CENIT en su convocatoria de 2009 y se extiende desde 2009 hasta el año 2012. El proyecto está liderado por Unión Fenosa y cuenta con la participación de 37 organizaciones nacionales, entre las que destacan Indra Sistemas, Indra Software Labs, Gas Natural, SAC, ZIV y un buen número de centros de investigación y universidades (Universidad Carlos III de Madrid, Tecnalia, la Universidad de la Coruña, ...).

El objetivo del Proyecto ENERGOS -Tecnologías para la gestión automatizada e inteligente de las redes de distribución energética del futuro-, es el desarrollo de

conocimientos y tecnologías que permitan avanzar en la implantación del concepto de las Redes Inteligentes.

El proyecto se estructura en diversos paquetes de trabajo (PT) agrupados en clusters temáticos; el cluster I de definición de requisitos acoge a modo de paraguas los clusters II, III y IV mientras que el cluster V conlleva las actividades transversales de gestión y estandarización:

- Cluster I – Requisitos Industriales y Sociales; Especificaciones Funcionales y Técnicas
  - PTI-1 Análisis de Requisitos, Definición del Marco Funcional, Especificaciones Técnicas y Arquitectura de Red
- Cluster II – Gestión de Redes Energéticas
  - PTII-1 Entornos Avanzados de Operación y Aprendizaje
  - PTII-2 Previsión y Gestión de la Demanda Energética
  - PTII-3 Planificación de la Operación
  - PTII-4 Operación de la Red
- Cluster III – Infraestructuras y Tecnologías de Control / Comunicaciones
  - PTIII-1 Adquisición y Tratamiento de Información en Tiempo Real
  - PTIII-2 Infraestructura de Gestión y Recarga de Vehículos Eléctricos
  - PTIII-3 Supervisión y Control Automático de Microrredes
  - PTIII-4 Seguridad y Disponibilidad de Activos
  - PTIII-5 Comunicaciones
- Cluster IV – Dispositivos Inteligentes de Red
  - PTIV-1 Técnicas y Métodos de Captación de Señales
  - PTIV-2 Dispositivos Inteligentes de Registro Energético
  - PTIV-3 Automatización de Equipos Primarios de Red
- Cluster V – Laboratorio de Pruebas y Contribución a Estándares
  - PTV-1 Laboratorio de Pruebas, Contribución a Estándares y Obtención de Patentes

La estructura del proyecto muestra una aproximación multidisciplinar que abarca diversos campos y contempla desde soluciones tecnológicas novedosas como las microrredes a contadores inteligentes incluyendo la integración del vehículo eléctrico o la gestión de sistemas de cogeneración.

### **Programa CENIT GAD**

Gestión Activa de la Demanda (GAD) es un proyecto de I+D+i financiado por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) en el marco de la iniciativa CENIT. Con una duración de 4 años (2007-2010), cuenta con un presupuesto de 23,3 millones de euros y un consorcio de 15 empresas (Iberdrola, Red Eléctrica, Gas Natural Fenosa, Fagor, Siemens, ZIV...) más 14 entidades de investigación subcontratadas entre Universidades (Universidad Pontificia de Comillas, Universidad Politécnica de Madrid...) y Centros de Investigación (Tecnalia, ITE, ITA...).

El proyecto trata de investigar nuevos mecanismos y tecnologías encaminados a la optimización del consumo de electricidad en usuarios residenciales de baja tensión, reduciendo costes y sin perjuicio de la calidad del servicio. Se persigue desarrollar los elementos necesarios para ofrecer al consumidor información exhaustiva en cuanto al

precio de la energía, y dotarlo de herramientas de optimización de su consumo eléctrico, de modo que se consiga el confort deseado minimizando a la vez el gasto económico y el impacto medioambiental. De esa forma, los operadores de las redes de transporte y distribución podrán gestionar la carga de este tipo de clientes para resolver problemas que se les puedan plantear en la red y, además, para aplanar la curva de demanda mediante una reducción del costo del uso de la electricidad.

Entre los objetivos específicos pueden citarse:

- Investigar las diferentes tipologías de cargas y clientes, así como las situaciones de red en las que la Gestión Activa de la Demanda puede resultar beneficiosa.
- Identificar el modelo de negocio, el potencial de ahorro y los cambios regulatorios necesarios asociados al entorno socioeconómico.
- Desarrollar algoritmos de control para la gestión activa de la demanda, tanto a nivel de cargas como de clientes.
- Definir la arquitectura de comunicaciones así como las especificaciones de los equipos WAN y LAN asociados a ella.
- Probar la integración en un demostrador para validar el concepto del proyecto, extrayendo conclusiones e identificando los puntos críticos para su escalabilidad.

## **INTEGRIS**

El Proyecto INTEGRIS, INTelligent Electrical GRId Sensor communications (Comunicaciones de Sensores para Redes Eléctricas Inteligentes), que tiene por objetivo diseñar y desarrollar una infraestructura de telecomunicaciones robusta y flexible, capaz de obtener y canalizar de forma eficiente y en tiempo real toda la información que requerirán las nuevas redes inteligentes de distribución eléctrica.

## **Proyecto CENIT DENISE**

Intelligent, Secure and Efficient Energy Distribution.

El proyecto CENIT-DENISE es un proyecto financiado por el CDTI a un consorcio de empresas y centros de investigación que persigue la investigación de las redes inteligentes del futuro que permitirán una Distribución Energética más Inteligente, Segura y Eficiente. El consorcio está liderado y coordinado por Endesa Servicios.

El proyecto persigue la aplicación de tecnologías de última generación en el campo de las comunicaciones, automatización y sistemas (grid computing), con el objetivo de integrar funcionalmente la electricidad y las telecomunicaciones en la red de distribución eléctrica. Esta nueva generación de redes de distribución eléctrica será, por tanto, capaz de:

- Mejorar la calidad de suministro de energía.
- Hacer posible el uso de información en tiempo real con el objetivo de permitir la óptima gestión de la demanda y la oferta, en aras de conseguir mayor eficiencia energética y seguridad de suministro y mayor control del consumo.

- Soportar una nueva generación de servicios de energía y comunicaciones interactivas.

El proyecto contempla la definición de una serie de escenarios de futuro que permite valorar las implicaciones de la implantación de una nueva generación de redes de distribución eléctricas:

- Desde un punto de vista de desarrollo normativo y regulatorio.
- Desde un punto de vista de los costes de desarrollo e implantación en las redes existentes.
- Desde un punto de vista de beneficios para la sociedad y la economía del país.

### **PRIME (Powerline-Related Intelligent Metering Evolution) Alliance:**

El objetivo de PRIME es lograr una arquitectura de comunicaciones abierta y no propietaria, basada en PLC, que soporte las nuevas funcionalidades de los sistemas inteligentes de medida para el desarrollo de las redes inteligentes (medida, comunicación, control y gestión remota de contadores...). PRIME está liderada por Iberdrola y por algunos de sus principales proveedores de equipos, pero EDP e Hidrocantábrico (propiedad de EDP) ya se han unido a la alianza, y Gas Natural-Unión Fenosa también parece que va a unirse a ella. Aunque EDF ya tiene su propia arquitectura (llamada G3), sus similitudes con PRIME (PLC, abierta...) facilitarían la estandarización de ambas soluciones, por lo que, tanto Iberdrola como EDF ya han firmado un acuerdo de colaboración para intentar homogeneizar los requisitos y las soluciones de sus respectivas soluciones para facilitar la interoperabilidad.

### **Proyecto europeo OPEN METER**

La implantación masiva de equipos multimedida inteligentes, con el potencial para integrar las lecturas de redes de electricidad, gas y agua, no está desarrollada por la falta de estándares en la industria que permitan la interoperabilidad de los distintos sistemas y equipos de los distintos fabricantes. El objetivo último es acordar requisitos mínimos que los contadores deban cumplir para estandarizar sus funcionalidades en el ámbito de los socios participantes (Iberdrola, EDF, Enel, Endesa, RWE, Netbeheer Nederlands). Aunque el objetivo es muy importante, parece que está habiendo más problemas de los previstos, con lo que la estandarización puede quedarse en unas funcionalidades mínimas, dificultando la interoperabilidad.

### **FENIX**

Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected 'energy evolution'. El objetivo de FENIX era conceptualizar, diseñar y demostrar una arquitectura técnica y un marco comercial que permitiera a las centrales virtuales (VPP) basados en recursos energéticos distribuidos (DER) convertirse en la solución para un futuro suministro eléctrico económico, seguro y sostenible en la Unión Europea. Este objetivo principal se dividió en cinco objetivos secundarios:

- O1: Desarrollar las funciones locales y las respuestas que den la oportunidad a los DER, a las VPP y a la gestión de la demanda a contribuir a la operación del sistema.

- O2: Diseñar el interfaz de control e información entre la VPP y el operador del sistema (de transporte o distribución), así como los protocolos asociados, entre los que se incluyen prototipos de nuevas aplicaciones EMS y DMS.
- O3: Diseñar el marco comercial que contribuya a la operación del sistema bajo una arquitectura de red totalmente descentralizada, y cuantificar los costes y los beneficios de la situación actual y del futuro con FENIX.
- O4: Demostrar la viabilidad técnica del concepto de VPP, tanto mediante simulación, como a través de la implantación real en campo.
- O5: Dar a conocer los resultados del proyecto y crear grupos duraderos de expertos y agentes implicados para explotar totalmente los resultados del proyecto más allá de la duración propia del mismo.

## **ADDRESS**

Active Distribution network with full integration of Demand and distributed energy RESources. La orientación de ADDRESS se centra en la demanda, al contrario que la mayoría del resto de proyectos europeos que lo hacen más en la generación. Al contrario que la generación distribuida y los grandes clientes industriales, los clientes domésticos no se rigen únicamente por criterios económicos. Por otra parte, es muy poco probable que estos clientes sean capaces de ofrecer servicios, bien porque no son capaces (por la falta del equipamiento necesario en la mayoría de los casos) o por desconocimiento sobre su capacidad exacta para ofrecer servicios de flexibilización de la demanda de antemano. Por lo tanto, estos servicios deben ser solicitados por parte de las empresas eléctricas o los operadores del sistema (de transporte o distribución), mediante señales de precios o volúmenes, y se pueden suministrar tanto voluntariamente o mediante contratos.

Este punto de vista necesita tanto del desarrollo de tecnologías (ya sea dentro de los domicilios o en el interfaz con el agregador) como de las medidas adicionales que permitan dar respuesta a los factores sociales, culturales y de comportamiento.

ADDRESS contribuye a alcanzar los objetivos de la plataforma europea sobre Smart Grids mediante el incremento de:

- La flexibilidad:
  - Aumentando la flexibilidad y la adaptabilidad de los “prosumidores” (“prosumers”) o consumidores que consumen y/o producen electricidad con un comportamiento proactivo.
  - Optimizando los flujos de energía, tanto a escala local como a escala global.
- La fiabilidad:
  - Desarrollando tecnologías para el control distribuido y la gestión de la red en tiempo real.
  - Explotando la flexibilidad de las cargas para alcanzar una operación más segura y para aumentar la eficiencia del sistema de potencia.
- La accesibilidad:
  - Proponiendo soluciones para retirar las barreras comerciales y regulatorias que impiden la demanda activa y la integración total de la generación distribuida y las energías renovables

- La economía:
  - Permitiendo la participación rentable en la economía del sistema a todos los actores del mercado, para lograr ahorros locales y globales, así como aumentar la competitividad en el mercado energético a fin de reducir las facturas energéticas.
  - Combinando la demanda activa con la generación distribuida y las energías renovables para lograr un crecimiento y un consumo de energía sostenibles.

### **Amsterdam Smart City**

El “Amsterdam Smart City” y el proyecto “Amsterdam’s Climate Street” nace de unir a las empresas, los gobernantes y el público en general para idear el sistema de energía ideal desde todos los puntos de vista y cuyos beneficios fluyan tanto para la propia compañía de suministro como para cada uno de los hogares.

El programa utiliza una Smart Grid con contadores inteligentes, tecnologías de edificios inteligentes y vehículos eléctricos para reducir el consumo de energía en los hogares, los edificios y áreas públicas y en el transporte y ha contado con el apoyo de Accenture.

### **SmartGridCity, Boulder, Colorado**

Se trata de un proyecto concebido por la empresa Xcel Energy (suministrador de energía eléctrica y gas en Colorado) con la idea de obtener experiencia y aprender sobre las herramientas de las redes inteligentes en el mundo real. El objetivo es determinar aspectos como:

- Cuáles son las herramientas relacionadas con la gestión de la energía que los usuarios quieren y prefieren.
- Cuáles son las tecnologías más eficientes para mejorar la forma en la que suministran la energía.
- Cuál es la mejor forma de incorporar la tecnología de las redes inteligentes para mejorar la eficiencia, reducir las emisiones, etc.

SmartGridCity es una comunidad completamente integrada en una red inteligente en la que se incluyen sistemas de comunicaciones de banda ancha, subestaciones alimentadores y transformadores actualizados, contadores inteligentes y aplicaciones basadas en portales web.

### **Yangzhou, China:**

En Yangzhou, y con el apoyo de GE, se ha implementado un centro de demostración relacionado con las Smart Grid. Desde el punto de vista de la infraestructura de comunicaciones, el centro va más allá de las propias necesidades asociadas a la energía e incluye temas de voz y aplicaciones de datos que pueden tener un amplio uso en la ciudad.

En cuanto a las tecnologías asociadas a la energía en el hogar el demostrador incluye una avanzada infraestructura de lectura con contadores inteligentes con precio dinámico que es el centro de los ahorros de energía en el hogar. Se incluyen sistemas de gestión de la energía en el hogar, termostatos programables, electrodomésticos inteligentes que realizan sus actividades en función de la disponibilidad de la energía y su coste y sistema de respuesta a la demanda que reducen la utilización de energía en el hogar en función de los picos de demanda.

La infraestructura de red y tecnologías de control tiene sistemas automáticos de identificación de faltas y reposición del servicio, sistema de gestión red de toda la infraestructura, etc. También se incluyen estaciones de carga de vehículos eléctrico en el hogar.

## **4.2. PLAN DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE LA SMART GRID**

El desarrollo de la Smart Grid o Redes Inteligentes está también orientado por los mecanismos que ofrecen las distintas plataformas tecnológicas que existen relacionadas con la temática y donde se definen sus correspondientes actividades estratégicas.

La plataforma tecnológica europea de redes inteligentes (European Technology Platform for the Electricity Networks of the Future) surge a raíz del interés mostrado por los principales actores del sector eléctrico y apoyada desde cluster de investigación del FP5 y FP6.

La plataforma europea inicia sus trabajos en el año 2005 integrando la participación de organismos, empresas eléctricas, suministradores, centros de investigación y universidades de forma abierta. El objetivo es promover y desarrollar una visión conjunta de las redes eléctricas de futuro con un horizonte temporal más allá del año 2020. El resultado de las reuniones y el trabajo realizado se plasma en una serie de publicaciones realizadas desde entonces, disponibles en la página web de la plataforma (<http://www.smartgrids.eu/>):

- Documento de Visión (Vision, 2006) – Describe la configuración esperada de la red eléctrica a la luz de los cambios normativos, regulatorios, tecnológicos y medioambientales previstos.
- Agenda de Investigación Estratégica (Strategic Research Agenda, 2007) – Define las líneas maestras de investigación y los aspectos clave a desarrollar para poder materializar la red eléctrica de futuro.
- Documento de Despliegue Estratégico (Strategic Deployment, 2009) – Identifica las prioridades de investigación, los beneficios esperados y una planificación.

A efectos prácticos, las actividades de la plataforma europea y las líneas identificadas han guiado y guían las líneas maestras de los programas de investigación y desarrollo del FP7 y del FP8. La conceptualización de la red eléctrica del futuro ha nacido del consenso de los agentes que tomaban parte de la plataforma y, por lo tanto, reflejan un punto de vista compartido sobre qué y cómo será la red eléctrica y los pasos necesarios para alcanzar el objetivo. Dentro de la plataforma europea se identifican seis áreas prioritarias:

1. Optimización de la operación y el uso de la red
2. Optimización de la infraestructura de red
3. Integración de generación intermitente de gran tamaño
4. Tecnologías de la información y la comunicación
5. Redes activas de distribución
6. Nuevos mercados, usuarios y eficiencia energética

De modo paralelo a la plataforma europea se establecieron en los distintos países, plataformas nacionales que, en parte simultanearon y su actividad con la plataforma europea. La replicación de la estructura – semejante división de grupos de trabajo – y el mismo mecanismo abierto de participación permitieron un doble objetivo.

Por un lado, los aspectos particulares de cada país (sistema eléctrico, proceso de liberalización, inquietudes de los socios, etc.) quedan recogidos y por otro lado se han adaptado y particularizado los documentos generales.

La plataforma tecnológica española de redes eléctricas (FUTURED) surge en octubre de 2005 aglutinando a la mayoría de las empresas del sector eléctrico español y publica sus resultados específicos en los documentos de Visión, Agenda de investigación estratégica y Despliegue estratégico así como un mapa de infraestructuras y capacidades científico-tecnológicas, todos ellos disponibles en la página web de la plataforma (<http://www.futured.es/>). Al igual que la plataforma europea, las pautas y líneas marcadas desde la plataforma española han orientado la definición de los proyectos de investigación y desarrollo promovidos mediante programas nacionales y regionales.

La Agenda de investigación estratégica identifica las siguientes áreas tecnológicas a impulsar:

1. Operación y control:
  - a. Equipos eléctricos avanzados
  - b. Comunicaciones y automatización
  - c. Detección de faltas, reposición y calidad de servicio
  - d. Herramientas de soporte a la operación: aplicaciones en-línea y en modo simulación, fiabilidad de los sistemas
  - e. Recursos energéticos distribuidos
  - f. Conexión a los sistemas de control, integración de aplicaciones
2. Mantenimiento y gestión de vida:
  - a. Desarrollo de los medios que permitan adquirir las señales digitalmente
  - b. Mantenimiento basado en la gestión de vida de los activos
  - c. Sistemas avanzados en la toma de decisiones
3. Planificación y diseño de red
  - a. Desarrollo alternativo de la red
  - b. Incertidumbre en la planificación de la red
  - c. Equipos eléctricos
  - d. Alternativas de desarrollo de la red eléctrica del futuro
  - e. Estrategias alternativas de desarrollo de la red del futuro

4. Medida:
  - a. Equipos y tecnologías de medida y control para la interfaz con el cliente
  - b. Respuesta de la demanda
  - c. Modelos de negocio
  
5. Otras tecnologías a impulsar

Por otra parte también se aprecia el interés existente en el tema con la creación del ERA-Net SmartGrids. El plan ERA-Net consiste en la creación de redes de organizaciones nacionales y regionales de toda Europa dedicadas a la financiación de actividades, programas e iniciativas relacionadas con la ciencia, la tecnología y la innovación. El objetivo del ERA-Net SmartGrids es asegurar una investigación coordinada para la preparación de las arquitecturas de las redes inteligentes a gran escala para acelerar el desarrollo de una infraestructura eléctrica europea inteligente.

### **4.3. WEBS**

Webs interesantes:

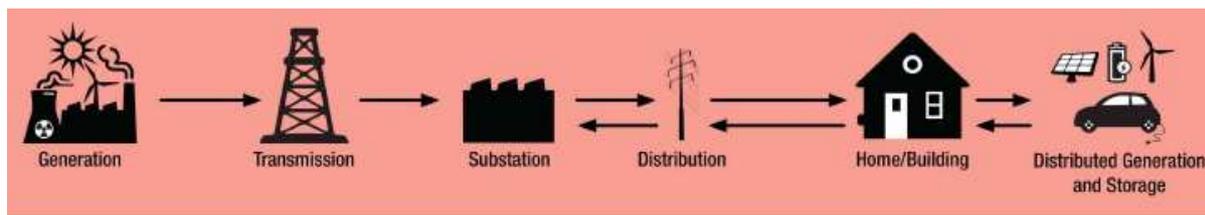
- [www.metering.com](http://www.metering.com)
- [www.powergrideurope.com](http://www.powergrideurope.com)
- [smart-grid.tmcnet.com](http://smart-grid.tmcnet.com)
- [www.prime-alliance.org](http://www.prime-alliance.org)
- [www.futured.es](http://www.futured.es)
- [www.smartgrids.eu](http://www.smartgrids.eu)
- [www.intelligrid.info](http://www.intelligrid.info)
- [fp7integris.eu](http://fp7integris.eu)
- [www.cenit-denise.org](http://www.cenit-denise.org)
- [www.prime-alliance.org](http://www.prime-alliance.org)
- [www.openmeter.com](http://www.openmeter.com)
- [www.fenix-project.org](http://www.fenix-project.org)
- [www.ree.es](http://www.ree.es)

### **4.4. EMPRESAS**

Las soluciones actuales relacionadas con las Smart Grids vienen principalmente de la mano de grandes compañías relacionadas con las propias empresas del sector eléctrico y la monitorización y control de los sistemas. Los grandes grupos con soluciones SCADA suelen tener aplicaciones para el control eficiente de la energía y que proporcionan funcionalidades relacionadas con los aspectos considerados por las redes inteligentes o que permiten su desarrollo.

Así por ejemplo GE ha adquirido recientemente el negocio relacionado con los Sistemas de Control de Energía (Energy Control Systems ECS) de SNC-Lavalin así como su red de gestión y software de control.

Las redes inteligentes constan de tres capas principales superpuestas entre sí. Por una parte, se encuentra la capa del flujo físico de electricidad, en la que se encuadran las actividades de generación, transporte, distribución, consumo y generación local y almacenamiento distribuido.



Utility

Infrastructure

Consumer

Imagen 22. Flujo de la electricidad. Fuente: The Smart Grid in 2010: Market Segments, Applications and Industry Players. GTM Research.

Por otra parte, la capa de comunicaciones también incluye diferentes tipos de alcances (LAN, WAN, FAN/AMI, HAN).

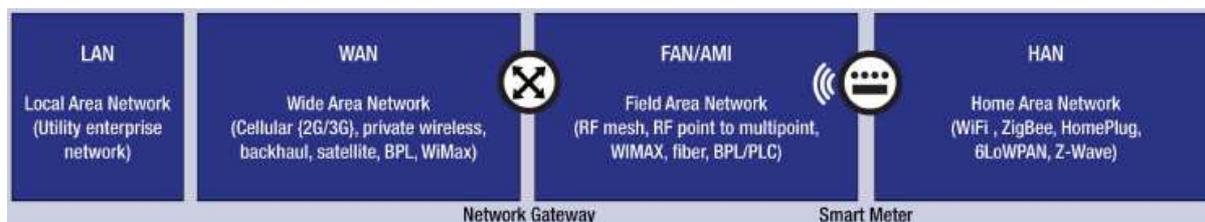


Imagen 23. Capa de comunicaciones en la Smart Grid. Fuente: The Smart Grid in 2010: Market Segments, Applications and Industry Players. GTM Research.

En lo referente a al alcance LAN, se recogen las comunicaciones necesarias a nivel de las compañías generadoras de energía. En este tema destaca la participación de las siguientes empresas a nivel global:

- IBM
- CISCO
- Alcatel-Lucent
- Sun Microsystem
- EMC<sup>2</sup>

El nivel de comunicaciones WAN, incluye comunicaciones inalámbricas como redes telefónicas 2G/3G, redes inalámbricas privadas, comunicaciones satélite, BPL, WiMax, etc. Mediante estos sistemas se cubren los enlaces entre los niveles físicos de generación, transmisión y subestación. Para cubrir estas necesidades se destaca la participación de las siguientes empresas:

- AT&t
- Verizon
- T Mobile
- Sprint
- Clearw're
- Qwest

El nivel de comunicaciones FAN/AMI se encarga de cubrir las necesidades de enlace de información en el nivel físico de distribución energética. Para ello se usan tecnologías como radiofrecuencia, WiMax, BPL, PLC, etc. Las siguientes empresas están trabajando para ofrecer soluciones útiles en este punto:

- Landis+Gyr
- SilverSpring Networks
- SmartSynch

- Itron
- Elster
- Eka System
- Current
- Arcadian Networks
- Trilliant
- Echelon
- Sensus
- GridNet
- CISCO

Las comunicaciones HAN utilizan protocolos como WiFi, ZigBee, HomePlug, Z-Wave, 6LoWPAN, etc. Mediante estos sistemas se implementarán las comunicaciones necesarias para crear una red en la vivienda o incluso en el edificio, sobre las que crear aplicaciones útiles. Las empresas que se encuentran implicadas en este tema, dedican sus esfuerzos a crear tanto la capa de comunicaciones como la capa de aplicaciones:

- Tendril
- Google
- Alertme
- Greenbox
- Gridpoint
- EnergyHub
- Control 4
- AgileWaves
- ONZO
- CISCO
- Ember
- GainSpan
- Microsoft
- Intel

La última capa, la de aplicaciones, incluye las distintas aplicaciones que se pueden desarrollar gracias a las dos capas anteriores.



Imagen 24. Capa de aplicaciones de la Smart Grid. Fuente: The Smart Grid in 2010: Market Segments, Applications and Industry Players. GTM Research.

Dentro de esta capa se encuentran una serie de sub-capas que comprenden una serie aplicaciones. Dentro de las más importantes se encuentran las siguientes:

*AMI:* Lectura remota de contadores, conexión y desconexión remota, control de robos, lecturas con mayor frecuencia, etc. En este tema destacan las siguientes empresas:

- ORACLE
- ACLARA
- EcoLogic
- eMeter

*Respuesta de la demanda:* Mantenimiento y respuesta avanzados de la demanda energética, predicción de carga eléctrica, etc. Las empresas a destacar son las siguientes:

- Comverge
- ENERNOC
- GRIDPOINT
- Cpower
- Sequentric

*Optimización de la red:* Auto-ajuste, predicción de fallos, mantenimiento ante cortes, reducción de la congestión, automatización en la distribución y las subestaciones, control dinámico de tensión, etc. Las empresas más destacadas que se encuentran trabajando en este campo son:

- TELVENT
- ABB
- Current
- SilverSpring
- Siemens
- S&C Electric Company
- Tollgrade
- Cooper Power System
- SEL
- Johnson Controls

*Generación distribuida y almacenamiento:* Monitorización y control de activos distribuidos, integración sencilla de los activos de generación distribuida. Destacan las siguientes empresas:

- GRIDPOINT
- General Electric
- IBM
- EnerNex

*Carga inteligente de vehículos eléctricos:* Utilidades de control y monitorización del estado de carga de vehículos, flujo de información necesaria para la optimización de la carga, interfaces para interacción en el proceso de recarga, etc. Las empresas más destacadas en este tema son:

- GRIDPOINT

- Better place
- Coulomb Techenologies

Además de las subcapas comentadas, existen una serie de empresas que no se clasifican en ninguna de éstas, sino que operan de forma transversal a todas las aplicaciones disponibles, ofreciendo herramientas y utilidades para la integración y desarrollo de todas las aplicaciones.

- IBM
- SAP
- ORACLE
- Logica
- Ventyx
- Accenture
- Capgemini

#### **4.5. IMPACTO DE LA IMPLANTACIÓN DE SMART GRID**

La implantación de las redes inteligentes tiene impacto en prácticamente todos los actores involucrados en la cadena del suministro eléctrico y, por lo tanto, para todos sus proveedores de soluciones. En este sentido, es necesario destacar las diferencias entre los operadores de las redes de transporte o distribución, y los actores que actúan en régimen de competencia.

En el caso del operador de la red de transporte, las redes inteligentes permiten mejorar el intercambio de datos con las empresas distribuidoras pero, sobre todo, abren la posibilidad de que nuevos proveedores oferten sus servicios complementarios para el mantenimiento de la seguridad y la estabilidad del sistema. A medida que la contribución de las energías renovables al suministro del sistema eléctrico peninsular aumente (durante los primeros 9 meses de 2010 rondó el 40%), el operador del sistema necesitará más recursos para equilibrar sus fluctuaciones y para garantizar la seguridad del suministro. Una vez que la tecnología se desarrolle por completo y, tras realizar las modificaciones legales oportunas, las agrupaciones de consumidores residenciales podrían ofrecer reducciones de demanda agregada al operador del sistema, del mismo modo que hoy la ofertan los grandes consumidores industriales.

Por su parte, la información intercambiada en las redes inteligentes permitirá a las empresas distribuidoras tener un mejor conocimiento de lo que ocurre en su red y, por tanto, poder gestionarla mejor. Por ejemplo, se podrán gestionar las sobrecargas en la red, mediante cortes selectivos que eviten apagones generalizados. También se podrán detectar y localizar más fácilmente las faltas que ocurran, limitando su impacto y duración. A futuro, incluso, y siempre que se desarrolle la legislación que lo permita, las empresas distribuidoras podrían desarrollar mercados de servicios complementarios para la red de distribución, similares a los que Red Eléctrica gestiona para el sistema de transporte. En función de las necesidades de las distribuidoras, estos mercados podrían estar dirigidos a determinados segmentos de consumidores que se consideren más apropiados para la provisión de los servicios demandados (hoteles, polideportivos, comercios,...), o ser abiertos a cualquier tipo de consumidor, en cuyo caso también sería posible la agregación de la demanda residencial para poder participar. La llegada del vehículo eléctrico y las microrredes ampliarían aún más el ámbito de posibles proveedores de tales servicios.

En cuanto a los productores de electricidad, las redes inteligentes permitirán un mejor uso de sus equipos, especialmente en el caso de los productores en régimen especial. Por ejemplo, a lo largo de 2010, debido a la falta de interconexiones potentes con el resto del sistema eléctrico europeo, y en momentos en los que la demanda era baja (por la noche), ha sido necesario limitar la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables para garantizar la seguridad del sistema. Unas redes inteligentes que dispongan de sistemas de almacenamiento distribuido (como los vehículos eléctricos, por ejemplo), y en las que la demanda se gestione adecuadamente para adecuarse mejor a la capacidad de producción evitaría tales limitaciones, permitiendo a los productores en régimen especial integrar en el sistema toda la energía que sus equipos sean capaces de dar.

Sin embargo, las mayores potencialidades parecen presentarse para los consumidores y para los comercializadores de energía. Hasta ahora, la competencia en la comercialización en España ha sido bastante escasa. La existencia de las tarifas de último recurso para los consumidores domésticos y la falta de la tecnología que permitiera medir el consumo en intervalos menores a un mes no han permitido a los comercializadores realizar ofertas atractivas a los consumidores domésticos. Sin embargo, se espera que la sustitución de los actuales contadores analógicos por los nuevos contadores electrónicos con capacidad de gestión remota y medida horaria permita a los comercializadores ofrecer a los clientes tarifas variables a lo largo del día, para aprovechar la diferencia de precios en el mercado y reducir así sus facturas eléctricas. Este tipo de tarifas podrían además combinarse con sistemas que permitieran conocer el consumo en tiempo real, a través de pantallas instaladas dentro de la propia vivienda, de Internet o del teléfono móvil.

Del mismo modo, las propias comercializadoras podrían agregar la demanda de ciertos tipos de clientes que estuvieran dispuestos a gestionar su demanda o a dejar que el comercializador se la gestionara de manera remota a cambio de ciertos incentivos económicos. Con esta demanda flexible agregada, podrían obtener beneficios por la diferencia de precios en el mercado diario, participando en las sesiones de los mercados intradiarios posteriores, u ofertando servicios de control de frecuencia (y/o tensión) a los operadores de redes, una vez que la normativa lo permita.

Por otra parte, también podrían aparecer nuevas empresas de servicios energéticos (ESE) que, además de ofrecer sus servicios a consumidores comerciales de mediano y pequeño tamaño, también ofrecieran servicios energéticos a comunidades de vecinos, como equipos de cogeneración de pequeño tamaño o actuaciones para la mejora de la eficiencia energética del edificio. Estos servicios energéticos podrían ofrecerse por separado, tal y como hasta ahora, o se podrían combinar entre sí e incluso con el suministro energético (electricidad y gas o calor), que además podría incluir la agregación para participar en los potenciales mercados de servicios complementarios gestionados por los operadores de red.

En cualquier caso, todas estas opciones abren grandes oportunidades para la creación de nuevas empresas, tanto para realización de alguna de ellas (empresas de producción en régimen especial, pequeñas empresas comercializadoras, agregadores de demanda, ESEs...), como para la provisión del equipamiento que éstas necesitarán (equipos para la conexión o la gestión de las unidades de producción en régimen especial, sistemas de comunicación entre los consumidores y los comercializadores/ESEs, aplicaciones para teléfono móvil con las que el consumidor pueda acceder al contador, desarrollo de las pantallas informativas a instalar en las viviendas...). Un claro ejemplo del interés que estos campos despiertan es que muchas de las grandes empresas ya están investigando o invirtiendo en ellos.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las Smart Grids proporcionarán una serie de ventajas directas sobre empresas y usuarios que repercutirán directamente en el desarrollo del mercado energético y en la evolución de la red eléctrica hacia una red inteligente.

Para las empresas distribuidoras:

- Reducción de pérdidas de energía: la compañía podrá gestionar su energía de manera autónoma, identificando y controlando el gasto de la misma.
- Eficiencia: se podrán realizar sofisticados análisis de los patrones de consumo, identificando oportunidades que posibiliten la reducción del consumo.
- Optimización de la infraestructura de red.
- Permiten ofrecer un mejor servicio al cliente, con más ventajas comerciales (nuevas tarifas, pago por uso, etcétera).

Para los usuarios:

- Pago por uso: al no ser necesaria una lectura manual, se eliminan los recibos estimados y los consumidores sólo pagan por lo que consumen.
- Tarifas flexibles: las empresas gestionan diversas tarifas para optimizar el consumo de la energía.
- Gestión en remoto del suministro de energía: no será necesario una intervención local para activar, terminar o incrementar el suministro.

Aunque, en la actualidad, el sector de la automatización del hogar se encuentra en una situación complicada, se está promoviendo el uso e instalación de sistemas de control y automatización en el hogar orientados a aumentar el rendimiento de la energía, la disminución de las pérdidas energéticas y la integración y accesibilidad a personas con discapacidades.

En este ámbito, el proyecto CENIT GAD, pretende el desarrollo de tecnologías destinadas a gestionar la demanda desarrollando la interacción con las cargas energéticas típicas de una vivienda.

Las tareas de estandarización que permiten la interoperabilidad de los distintos sistemas tanto en el entorno de los sistemas domóticos como en cualquiera de los otros ámbitos de las tecnologías de la información tienen una trascendencia fundamental.

Proyectos como OPEN Meter han obtenido unos resultados exitosos, y así estándares como el DLMS/COSEM o Meters and More son un referente a seguir a la hora de implementar protocolos de comunicaciones en el sector.

Aunque en la actualidad ha aumentado el número de agentes involucrados en el sistema eléctrico por la liberalización del mercado energético, se prevé la aparición de nuevos participantes como empresas de servicios energéticos, integradores de sistemas, auditores, etc.

También se prevé un desarrollo de las energías renovables y el vehículo eléctrico de forma exponencial y paralela a las Smart Grids, por lo que es necesario tener siempre en cuenta estos conceptos a la hora de realizar cualquier tipo de investigación o desarrollo relacionado con la evolución de la red eléctrica.

Es necesario impulsar la I+D en el ámbito de las telecomunicaciones para el desarrollo de nuevas técnicas de comunicación y optimización de las existentes. De esta forma tecnologías como PLC, conexiones inalámbricas o fibra óptica, proporcionarán una parte fundamental en la Red Eléctrica del futuro.

Se recomienda identificar tecnologías claves para el sector y generar guías que sirvan a las empresas para obtener el conocimiento básico de las mismas y poder iniciar el desarrollo de cambios innovadores para ellas.

Será importante realizar inversiones y subvencionar la investigación y el desarrollo en líneas como electrónica de potencia, transporte energético, almacenamiento eléctrico, telecomunicaciones, nuevos materiales, eficiencia energética, sistemas automatizados, nuevas técnicas de control inteligente, vehículo eléctrico etc.

Es recomendable profundizar en aquellas acciones que clarifiquen los conceptos y los retos asociados a con la Internet de las cosas y la Internet del futuro, en la medida en que puedan generar oportunidades para el sector, ya que se observa en el desarrollo de la red eléctrica una tendencia a la creación de redes de objetos que se configuran de forma automática y pueden operar de forma autónoma.